Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

MINISTÈRE
DE L'ENVIRONNEMENT,
DE L'ÉNERGIE
ET DE LA MER

Programmation PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

La programmation pluriannuelle de l'énergie regroupe les documents suivants :

- le décret définissant les principaux objectifs énergétiques et les priorités d'action ;
- une synthèse des orientations et actions de la PPE, ainsi qu'un document décrivant le cadre et le contexte de sa mise en œuvre ;
- des volets thématiques relatifs à la maîtrise de la demande d'énergie, à la sécurité d'approvisionnement, à l'offre d'énergie, au développement des infrastructures et de la flexibilité, au développement de la mobilité propre, et aux petites zones non interconnectées de métropole ;
- un volet relatif aux impacts économiques et sociaux de la programmation ;
- des annexes techniques
- une évaluation environnementale stratégique ;

LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE pour la CROISSANCE VERTE

Décrets, arrêtés, circulaires

TEXTES GÉNÉRAUX

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT, DE L'ÉNERGIE ET DE LA MER, EN CHARGE DES RELATIONS INTERNATIONALES SUR LE CLIMAT

Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

NOR : *DEVR1619015D*

Publics concernés : *tous publics.*

Objet : *programmation pluriannuelle de l'énergie.*

Entrée en vigueur : *le texte entre en vigueur le lendemain de sa publication.*

Notice : *le décret fixe la programmation pluriannuelle de l'énergie, qui définit les priorités d'action des pouvoirs publics pour la gestion des formes d'énergie sur le territoire métropolitain continental sur la période 2016-2023 afin d'atteindre les objectifs définis aux articles L. 100-1, L. 100-2 et L. 100-4 du code de l'énergie.*

Références : *le décret est pris en application de l'article 176 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Il peut être consulté sur le site Légifrance (http://www.legifrance.gouv.fr).*

Le Premier ministre,

Sur le rapport de la ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, chargée des relations internationales sur le climat,

Vu le code de l'énergie, notamment le chapitre Ier du titre IV de son livre Ier et les articles L. 311-5-7 et R. 712-1 ;

Vu la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, notamment son article 176 ;

Vu l'avis du Conseil supérieur de l'énergie en date du 21 juillet 2016 ;

Vu l'avis du comité d'experts pour la transition énergétique en date du 30 juillet 2016 ;

Vu l'avis de l'autorité environnementale en date du 24 août 2016 ;

Vu l'avis du Conseil national de la transition écologique en date du 9 septembre 2016 ;

Vu les observations formulées lors de la consultation du public réalisée du 15 septembre au 15 octobre 2016, en application de l'article L. 120-1 du code de l'environnement,

Décrète :

Art. 1er. – La programmation pluriannuelle de l'énergie est adoptée (1).

Art. 2. – I. – Les objectifs de réduction de la consommation d'énergie primaire fossile par rapport à 2012 sont les suivants :

– pour le gaz naturel : – 8,4 % en 2018 et – 15,8 % en 2023 ;
– pour le pétrole : – 15,6 % en 2018 et – 23,4 % en 2023 ;
– pour le charbon : – 27,6 % en 2018 et – 37 % en 2023.

II. – L'objectif de réduction de la consommation finale d'énergie par rapport à 2012 est de – 7 % en 2018 et de – 12,6 % en 2023.

Art. 3. – Les objectifs de développement de la production d'électricité d'origine renouvelable en France métropolitaine continentale sont les suivants :

I. – Pour l'énergie éolienne terrestre, en termes de puissance totale installée :

Echéance	Puissance installée
31 décembre 2018	15 000 MW
31 décembre 2023	Option basse : 21 800 MW Option haute : 26 000 MW

II. – Pour l'énergie radiative du soleil, en termes de puissance totale installée :

Echéance	Puissance installée
31 décembre 2018	10 200 MW
31 décembre 2023	Option basse : 18 200 MW Option haute : 20 200 MW

III. – Pour l'hydroélectricité, dont l'énergie marémotrice, en termes de puissance totale installée et d'énergie produite annuellement :

Echéance	Puissance installée	Energie renouvelable (hors STEP) produite en année moyenne
31 décembre 2018	25 300 MW	61 TWh
31 décembre 2023	Option basse : 25 800 MW Option haute : 26 050 MW	Option basse : 63 TWh Option haute : 64 TWh

Dans le domaine de l'hydroélectricité, l'objectif est également d'engager d'ici à 2023 des projets de stockage sous forme de stations de transfert d'électricité par pompage, en vue d'un développement de 1 à 2 GW de capacités entre 2025 et 2030.

IV. – Pour l'éolien en mer posé, en termes de puissance totale installée :

Echéance	Puissance installée	Projets attribués
31 décembre 2018	500 MW	Entre 500 et 6 000 MW de plus, en fonction des concertations sur les zones propices, du retour d'expérience de la mise en œuvre des premiers projets et sous condition de prix
31 décembre 2023	3 000 MW	

V. – Pour les énergies marines (éolien flottant, hydrolien, etc.), en termes de puissance totale installée :

Echéance	Puissance installée	Projets attribués
31 décembre 2023	100 MW	Entre 200 et 2 000 MW de plus, en fonction du retour d'expérience des fermes pilotes et sous condition de prix

VI. – Pour la géothermie électrique, en termes de puissance totale installée :

Echéance	Puissance installée
31 décembre 2018	8 MW
31 décembre 2023	53 MW

VII. – Pour le bois-énergie, en termes de puissance totale installée :

Echéance	Puissance installée
31 décembre 2018	540 MW
31 décembre 2023	Option basse : 790 MW Option haute : 1 040 MW

VIII. – Pour la méthanisation, en termes de puissance totale installée :

Echéance	Puissance installée
31 décembre 2018	137 MW
31 décembre 2023	Option basse : 237 MW Option haute : 300 MW

IX. – L'objectif de production d'électricité à partir du biogaz pour les deux filières – biogaz de décharge-stations d'épuration et pour la filière usine d'incinération d'ordures ménagères est d'équiper les sites existants de moyens de production électrique permettant de valoriser l'énergie produite lorsque c'est économiquement pertinent et que l'injection du biogaz dans le réseau ou la production de chaleur n'est pas possible.

X. – Pour contribuer à l'atteinte des objectifs fixés au présent article en favorisant la production locale d'énergie, des appels d'offres expérimentaux de soutien à l'autoconsommation/autoproduction seront lancés d'ici le 31 décembre 2016.

XI. – Pour contribuer à l'atteinte des objectifs fixés au présent article, le calendrier indicatif des procédures de mise en concurrence pour les énergies renouvelables électriques est le suivant :

CALENDRIER prévisionnel	2016				2017				2018				2019	
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2
Solaire (Sol)		Lancement AO tri-annuel		Echéance 1 (500MW)		Echéance 2 (500MW)		Echéance 3 (500MW)		Echéance 4 (500MW)		Echéance 5 (500MW)		Echéance 6 (500 MW)
Solaire (bâtiments)		Lancement AO tri-annuel		Echéance 1 (150MW)	Echéance 2 (150MW)	Echéance 3 (150MW)		Echéance 4 (150MW)	Echéance 5 (150MW)	Echéance 6 (150MW)		Echéance 7 (150MW)	Echéance 8 (150MW)	Echéance 9 (150 MW)
Biomasse	Lancement AO tri-annuel		Echéance 1 (50 à 100 MW)				Echéance 2 (50 à 100 MW)				Echéance 3 (50 à 100 MW)			
Méthanisation	Lancement AO tri-annuel		Echéance 1 (10 MW)				Echéance 2 (10 MW)				Echéance 3 (10 MW)			
Eolien en mer		Lancement d'un AO et des études techniques mutualisées												
Petite hydro-électricité		Lancement AO n° 1		Echéance AO n° 1	Attribution AO n° 1		Lancement AO 2 éventuel		Echéance AO 2		Attribution AO2			
Hydrolien			Lancement AO n° 1										Lancement AO n° 2	
Eolien flottant			Lancement AO n° 1											

AO : appel d'offres.

Art. 4. – I. – Les objectifs de développement de la production de chaleur et de froid renouvelables et de récupération en France métropolitaine continentale sont les suivants, en termes de production globale :

1° Pour la biomasse :

Echéance	Production d'énergie
31 décembre 2018	12 000 ktep
31 décembre 2023	Option basse : 13 000 ktep Option haute : 14 000 ktep

2° Pour le biogaz (y compris injection dans le réseau avec valorisation chaleur) :

Echéance	Production d'énergie
31 décembre 2018	300 ktep
31 décembre 2023	Option basse : 700 ktep Option haute : 900 ktep

3° Pour les pompes à chaleur :

Echéance	Production d'énergie
31 décembre 2018	2 200 ktep
31 décembre 2023	Option basse : 2 800 ktep Option haute : 3 200 ktep

4° Pour la géothermie de basse et moyenne énergie :

Echéance	Production d'énergie
31 décembre 2018	200 ktep
31 décembre 2023	Option basse : 400 ktep Option haute : 550 ktep

5° Pour le solaire thermique :

Echéance	Production d'énergie
31 décembre 2018	180 ktep
31 décembre 2023	Option basse : 270 ktep Option haute : 400 ktep

II. – Les objectifs de développement de la chaleur et du froid renouvelables et de récupération en France métropolitaine continentale livrés par les réseaux de chaleur et de froid sont les suivants, en termes de quantité globale livrée :

1,35 Mtep en 2018 ;

1,9 à 2,3 Mtep en 2023.

Ces objectifs sont atteints en ayant recours aux énergies renouvelables et de récupération définies par l'article R. 712-1 du code de l'énergie.

Art. 5. – Les objectifs d'injection de biométhane dans le réseau de gaz sont les suivants, en termes de production globale :

1,7 TWh en 2018 ;

8 TWh en 2023.

Art. 6. – L'objectif de développement de l'électromobilité pour les véhicules particuliers et utilitaires légers de moins d'une tonne de charge utile est de 2 400 000 véhicules électriques ou hybrides rechargeables en 2023.

Art. 7. – Les objectifs pour le développement des carburants d'origine renouvelable, dont le bioGNV, sont les suivants :

1° Pour le bioGNV :

Soutenir le développement du bioGNV pour atteindre 0,7 TWh consommé en 2018 et 2 TWh en 2023, dans la perspective que le bioGNV représente 20 % des consommations de GNV en 2023, sur des segments complémentaires de ceux des véhicules électriques et des véhicules hybrides rechargeables.

2° Pour l'incorporation des biocarburants avancés (1) dans les carburants :

	2018	2023
Filière essence	1,6 %	3,4 %
Filière gazole	1 %	2,3 %

(1) L'atteinte de ces objectifs au-delà de leur nécessaire compatibilité avec les caractéristiques des véhicules, suppose : a) que la Commission européenne autorise des carburants à plus forte teneur en biocarburants, ce que la France soutiendra ; b) que des matières premières qui ne figurent pas actuellement à l'annexe IX de la directive énergies renouvelables 2009/28, modifiée par la directive 2015/213, puissent également être considérées comme des résidus de transformation. En fonction de la réalisation de ces conditions, il pourrait être nécessaire de réajuster ces objectifs.

Art. 8. – I. – La section 2 du chapitre Ier du titre IV du livre Ier de la partie réglementaire du code de l'énergie est complétée par une sous-section 4 ainsi rédigée :

« Sous-section 4

« Le critère de défaillance

« *Art. D. 141-12-6.* – Le critère de défaillance du système électrique mentionné à l'article L. 141-7 est fixé à une durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité. »

II. – Le critère de sécurité d'approvisionnement en gaz est la continuité de la fourniture et de l'acheminement en gaz dans les situations suivantes :

– hiver froid tel qu'il s'en produit statistiquement un tous les cinquante ans ;
– température extrêmement basse pendant une période de trois jours au maximum telle qu'il s'en produit statistiquement une tous les cinquante ans.

Art. 9. – Durant la première période de la programmation pluriannuelle de l'énergie, les infrastructures de stockage de gaz en France considérées comme nécessaires à la sécurité d'approvisionnement sont celles mentionnées ci-dessous, à hauteur des volumes et débits mentionnés :

1° Sites en exploitation commercialisant des capacités de stockage à hauteur de 137,9 TWh en volume et 2 372,5 GWh/j en débit de soutirage :

Liste des sites	Société	Année de mise en service	Type
Beynes	Storengy	1956	Aquifère
Céré-la-Ronde	Storengy	1993	Aquifère
Cerville-Velaine	Storengy	1970	Aquifère
Chemery	Storengy	1968	Aquifère
Etrez	Storengy	1980	Salin
Gournay (gaz B)	Storengy	1976	Aquifère
Germigny-sous-Coulomb	Storengy	1982	Aquifère
Tersanne	Storengy	1970	Salin
Saint-Illiers-la-Ville	Storengy	1965	Aquifère
Lussagnet	TIGF	1957	Aquifère
Izaute	TIGF	1981	Aquifère
Manosque	Géométhane	1993	Salin

2° Sites disposant d'une autorisation d'exploiter et ayant cessé de commercialiser des capacités de stockage à hauteur de 9,5 TWh en volume et 60 GWh/j en débit de soutirage :

Liste des sites	Société	Année de mise en exploitation réduite	Type
Saint-Clair-sur-Epte	Storengy	2015	Aquifère
Soings-en-Sologne	Storengy	2014	Aquifère
Trois-Fontaines	Storengy	2014	Déplété

3° Capacités additionnelles des sites en développement disposant d'une autorisation au titre du code minier et du code de l'environnement :

Liste des sites	Société	Année de mise en service prévisionnelle	Type	Volume utile GM3	Volume utile TWH	Débit GWh/j à 45 % de volume utile	Débit MM3/j à 45 % volume utile
Hauterives	Storengy	2017	Salin	0,1	1,1	90	8
Lussagnet phase 1	TIGF	2020	Aquifère	0,11	1,3	86	7,4
Manosque 2	Géométhane	2019-2021	Salin	0,2	2,36	119	10,1
Ensemble des sites				**0,41**	**4,8**	**295**	**25,5**

Art. 10. – I. – Aucune nouvelle installation de production d'électricité à partir de charbon non équipée de système de captage, stockage ou valorisation du dioxyde de carbone (CO_2) ne sera autorisée en métropole continentale.

II. – Après l'article R. 311-7 du code de l'énergie, il est inséré un article D. 311-7-1 ainsi rédigé :

« *Art. D. 311-7-1.* – Lorsqu'une installation située en métropole continentale produit de l'électricité à partir de combustibles fossiles et émet des gaz à effet de serre, l'autorisation d'exploiter mentionnée à l'article L. 311-5 restreint le nombre maximal annuel d'heures de fonctionnement équivalentes à pleine puissance, afin de respecter la valeur limite d'émissions de gaz à effet de serre de 2,2 kilotonnes de CO_2 équivalents émis annuellement par mégawatt de puissance installée. Pour les installations de cogénération, les émissions considérées sont celles correspondant à la seule production d'électricité. »

III. – Les dispositions du II s'appliquent aux installations dont la demande d'autorisation d'exploiter est déposée après la date de publication du présent décret.

Art. 11. – Les objectifs de développement des capacités d'effacement électrique de tout type sont les suivants :

5 GW en 2018 ;

6 GW en 2023.

Art. 12. – Conformément à l'article L. 311-5-7 du code de l'énergie, dans un délai maximal de six mois à compter de la publication du présent décret, Electricité de France établit un plan stratégique compatible avec les orientations de la programmation pluriannuelle de l'énergie qui fixe l'objectif de réduire la part du nucléaire à 50 % de la production d'électricité à l'horizon 2025.

Art. 13. – La ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, chargée des relations internationales sur le climat, le ministre de l'économie et des finances, le ministre de l'agriculture, de l'agroalimentaire et de la forêt, porte-parole du Gouvernement, et la ministre du logement et de l'habitat durable sont chargés, chacun en ce qui le concerne, de l'exécution du présent décret, qui sera publié au *Journal officiel* de la République française.

Fait le 27 octobre 2016.

MANUEL VALLS

Par le Premier ministre :

La ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer, chargée des relations internationales sur le climat,
SÉGOLÈNE ROYAL

Le ministre de l'économie et des finances,
MICHEL SAPIN

Le ministre de l'agriculture, de l'agroalimentaire et de la forêt, porte-parole du Gouvernement,
STÉPHANE LE FOLL

La ministre du logement
et de l'habitat durable,
EMMANUELLE COSSE

(1) La programmation pluriannuelle de l'énergie est consultable sur le site internet du ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer à l'adresse suivante : http://www.developpement-durable.gouv.fr/Programmation-pluriannuelle-energie.

Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

MINISTÈRE
DE L'ENVIRONNEMENT,
DE L'ÉNERGIE
ET DE LA MER

Programmation PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

Synthèse

"*Pour donner aux citoyens, aux collectivités, aux entreprises et à l'État le pouvoir d'agir ensemble dans la même direction*"

Ségolène Royal.

Ministre de l'Environnement, de l'Energie
et de la Mer, chargée des Relations
internationales pour le Climat

LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE pour la CROISSANCE VERTE

Sommaire

Programmation pluriannuelle de l'énergie : un cadre d'action cohérent pour la transition énergétique 3

Améliorer l'efficacité énergétique et baisser la consommation d'énergies fossiles 7

Accélérer le développement des énergies renouvelables 11

Maintenir un haut niveau de sécurité d'approvisionnement dans le respect des exigences environnementales 17

Préparer le système énergétique de demain 20

Développer la mobilité propre 23

Prendre en compte les enjeux économiques et sociaux de la transition énergétique et agir avec les territoires 26

Programmation pluriannuelle de l'énergie : Un cadre d'action cohérent pour la transition énergétique

• Qu'est-ce que la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) ?

La PPE fixe les priorités d'actions des pouvoirs publics dans le domaine de l'énergie afin d'atteindre les objectifs de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Pour la première fois, **l'ensemble des piliers** de la politique énergétique (maîtrise de la demande d'énergie, énergies renouvelables, sécurité d'approvisionnement, réseaux, etc.) et **l'ensemble des énergies** sont traités dans une même stratégie, afin de tenir compte du lien fort entre les différentes dimensions de la politique énergétique et de développer une vision transversale de l'énergie plus efficace pour atteindre nos objectifs. Au-delà d'orientations stratégiques, la PPE a aussi pour rôle de fixer les objectifs quantitatifs pour le développement de toutes les filières d'énergies renouvelables, fortement soutenu par l'Etat.

• Un outil essentiel de la gouvernance de la transition énergétique

Pour mener à bien la transition énergétique, il est nécessaire d'avoir

1°) **un cadre juridique et des objectifs** : la loi de transition énergétique pour la croissance verte et l'ensemble des décrets qui seront pris pour son application ;

2°) **un schéma directeur** établissant les priorités d'action, révisable à intervalles réguliers pour s'adapter à un environnement en évolution et donner de la lisibilité à l'ensemble des citoyens et des acteurs économiques : c'est l'objet de la programmation pluriannuelle de l'énergie ;

3°) **des plans et des stratégies qui déclinent ces priorités de manière opérationnelle** : la stratégie de développement de la mobilité propre, la stratégie nationale de la mobilisation de la biomasse, le plan de programmation de l'emploi et des compétences, etc.

La PPE et la stratégie nationale bas carbone : en ce qui concerne la lutte contre le dérèglement climatique, l'enjeu prioritaire de la PPE est de réduire la consommation d'énergies fossiles importées. Le secteur de l'énergie, à l'instar des autres secteurs, doit contribuer à atteindre l'objectif ambitieux de réduction de 40% des émissions de gaz à effet de serre d'ici 2030. La PPE s'inscrit ainsi pleinement dans le droit fil de la stratégie nationale bas-carbone.

- **Le projet de la France : mener à bien la transition vers un système énergétique plus efficace et plus sobre, plus diversifié donc plus résilient, préservant la santé humaine et l'environnement et garantissant l'accès à l'énergie**

En fixant des priorités d'action claires, et en particulier en fixant de nouveaux objectifs de développement des énergies renouvelables (électriques, chaleur, biogaz, biocarburants), la PPE :

- assurera la sécurité d'approvisionnement et la réduction de notre dépendance aux importations d'énergies fossiles ;
- donnera une visibilité aux acteurs du monde économique et soutiendra ainsi l'investissement et la croissance du secteur ;
- contribuera à la création d'emplois dans les nouvelles filières de la transition énergétique et dans l'ensemble de l'économie ;
- préservera la santé humaine et l'environnement en luttant contre l'effet de serre et en améliorant la qualité de l'air ;
- garantira la cohésion sociale et territoriale en assurant un droit d'accès de tous à l'énergie sans coût excessif au regard des ressources des ménages.

Pour atteindre ces objectifs, la PPE s'inscrit dans le droit fil de la stratégie nationale bas carbone en visant la réduction des émissions de gaz à effet de serre. Elle vise également la diversification du mix énergétique et le développement des énergies renouvelables dans le domaine électrique, de la chaleur ou bien encore des transports.

Ce projet inscrit pleinement la France dans la construction d'une Europe de l'énergie et dans la mise en œuvre de l'Accord de Paris sur le climat.

- **Un projet de PPE élaboré de manière concertée**

La programmation pluriannuelle de l'énergie a été élaborée à partir de mars 2015 en associant de très nombreux acteurs :

- un comité de suivi, composé principalement des structures membres du Conseil national de la transition écologique et du Conseil supérieur de l'énergie, a été constitué pour échanger sur les modalités d'élaboration de la PPE ainsi que ses principales orientations ;
- 22 ateliers de travail ont été organisés entre fin mars et début juin 2015, sur l'ensemble des thématiques abordées par la PPE. Plus de 800 personnes ont participé à ces ateliers, plus d'une centaine présentations ont été réalisées et 70 contributions écrites ont été partagées ;
- un atelier spécifique a été organisé en décembre 2015 sur la question de la stratégie de développement de la mobilité propre.

En outre, le présent projet de PPE a pris en compte les avis recueillis auprès :

- du Conseil national de la transition écologique ;
- du Conseil supérieur de l'énergie ;
- de l'Autorité environnementale ;
- du comité d'experts pour la transition énergétique mentionné à l'article L.145-1 du

code de l'énergie ;
- du public, plus de 5000 commentaires ayant été apportés lors de la consultation publique organisée du 15 septembre au 15 octobre 2016.

- **Une programmation pluriannuelle de l'énergie qui tient compte des incertitudes techniques et économiques**

Conformément à la loi, cette première programmation pluriannuelle de l'énergie se fonde sur différents *« scénarios de besoins énergétiques associés aux activités consommatrices d'énergie, reposant sur différentes hypothèses d'évolution de la démographie, de la situation économique, de la balance commerciale et d'efficacité énergétique »*. Elle tient compte notamment pour le développement des énergies renouvelables des incertitudes techniques et économiques et fixe des options haute et basse en fonction des hypothèses envisagées.

Deux scénarios ont ainsi été retenus :
- un scénario de référence d'évolution des besoins énergétiques associé à la fourchette haute de développement des énergies renouvelables, qui place la France sur la trajectoire lui permettant d'atteindre les objectifs de la loi à l'horizon 2030 ;
- une variante fondée sur des hypothèses moins favorables d'évolution des besoins énergétiques, associée à la fourchette basse de développement des énergies renouvelables, qui illustre la prise en compte des incertitudes associées à la consommation d'énergie et la nécessité, si ce scénario se réalise, de modifier radicalement la trajectoire d'évolution de la consommation et de la production après 2023 pour atteindre les objectifs de la loi en 2030.

La PPE en quelques chiffres

Energies renouvelables électriques	***Augmentation de plus 50% de la capacité installée en 2023 pour atteindre entre 71 et 78 GW***
Energies renouvelables chaleur	***Augmentation de plus de 50% de la capacité installée avec une production de 19 Mtep***
Production de biométhane injecté dans le réseau de gaz	***8 TWh en 2023***
Consommation finale d'énergie	***Baisse de 12,3% en 2023 par rapport à 2012***
Consommation primaire des énergies fossiles	***Baisse de 22% en 2023 par rapport à 2012***
Consommation primaire du charbon	***Baisse de 37% en 2023 par rapport à 2012***
Consommation primaire des produits pétroliers	***Baisse de 23% en 2023 par rapport à 2012***
Consommation primaire du gaz	***Baisse de 16% en 2023 par rapport à 2012***
Emissions de gaz à effet de serre issues de la combustion d'énergie	***294 MtCO2 en 2018 (< au budget carbone de 299 MtCO2)*** ***254 MtCO2 en 2023 (< au budget carbone de 270 MtCO2)***
Croissance économique	***Hausse de 1,1 pt de PIB en 2030 par rapport au scénario tendanciel***
Emplois	***Ecart d'emplois entre le scénario de référence et un scénario tendanciel : environ +280 000 emplois en 2030***
Revenu disponible brut des ménages	***Hausse du revenu disponible brut des ménages dans le scénario de référence de la PPE : 13 milliards d'euros en 2018 et de 32 milliards d'euros en 2023***

Améliorer l'efficacité énergétique et baisser la consommation d'énergies fossiles

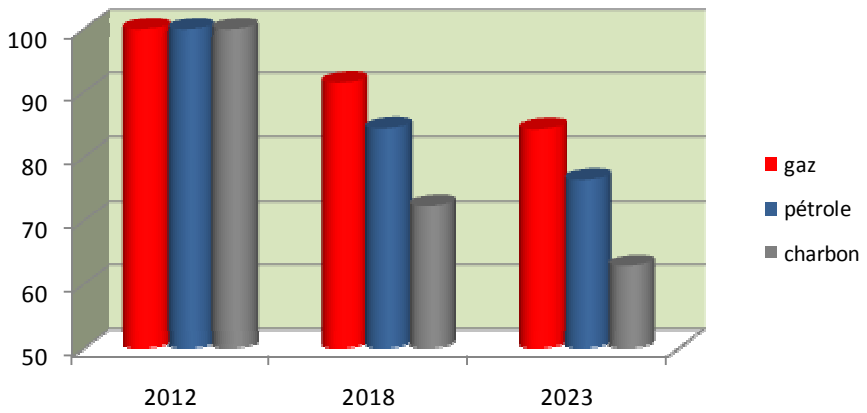
Afin de tenir compte des incertitudes et de garantir l'approvisionnement en énergie de la France, la programmation pluriannuelle de l'énergie se fonde sur deux scénarios de besoins énergétiques, reposant notamment sur différentes hypothèses d'évolution de la démographie, de la situation économique et d'efficacité énergétique. Le scénario de référence correspond à la mise en œuvre de la loi de transition énergétique et des orientations de la PPE, tandis que la variante reflète des facteurs externes moins favorables (croissance économique et démographique, atteinte des objectifs de maîtrise de la demande) et est ainsi plus proche de la tendance.

L'évolution de la consommation primaire d'énergies fossiles

- La consommation primaire d'énergies fossiles, qui était de 129,1 Mtep en 2012, évolue à la baisse quel que soit le scénario :
  - dans le scénario de référence, la consommation recule d'environ 22% en 2023 par rapport au niveau atteint en 2012.
  - dans la variante, elle recule de 11%.

- Si on prolonge les tendances à 2030, le scénario de référence permet d'atteindre l'objectif fixé dans le cadre de la loi d'une réduction de 30% par rapport à 2012.

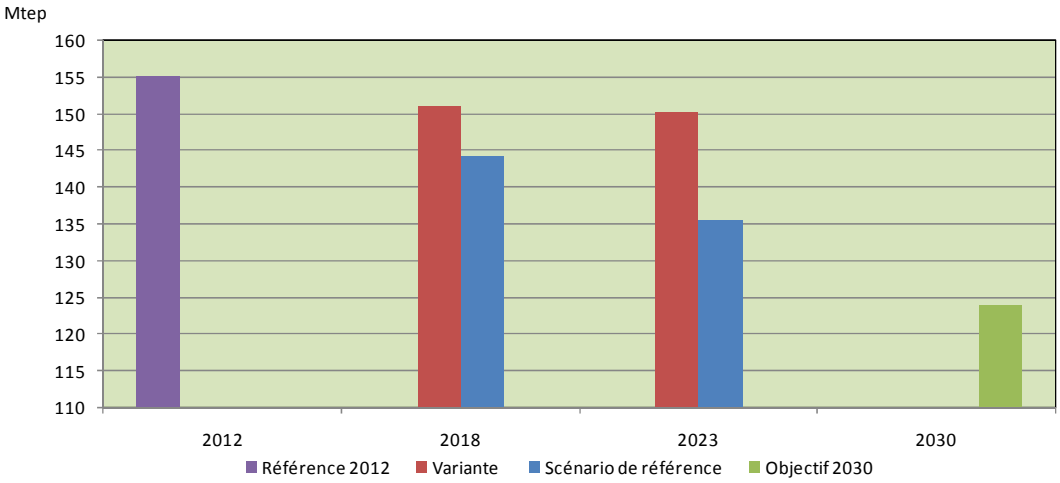
Evolution de la consommation d'énergie primaire fossile, par combustible (base 100 en 2012, scénario de référence)



- Parmi les énergies fossiles, la consommation primaire :
  - des **produits pétroliers** diminuerait d'environ 23% entre 2012 et 2023 dans le scénario de référence (-9,5% dans la variante) ;
  - de **gaz** diminuerait de 16% dans le scénario de référence. (-9% dans la variante) ;
  - de **charbon** diminuerait à l'horizon 2023 de 37 % dans le scénario de référence (-30% dans la variante), la majorité des consommations à cet horizon correspondant à un usage industriel et non énergétique (et au sein de l'industrie, à la production d'acier en particulier).

L'évolution de la consommation finale d'énergie

- Le niveau de consommation finale d'énergie était de 155,1 Mtep en 2012 (bilan SOeS, juillet 2014) :
  - dans le scénario de référence, elle baisse de 12,6% en 2023 par rapport à 2012, soit une variation moyenne annuelle de 1,2%.
  - dans la variante, elle baisse de 3,1%, soit 0,3% par an.



- Si on prolonge ces évolutions au-delà de 2023, le scénario de référence permet de répondre à l'objectif de la loi de réduction de 20% de la consommation finale d'énergie à l'horizon 2030.

Evolution de la consommation finale d'énergie par secteur par rapport à 2012 en Mtep

	2012	2018		2023	
		Scénario de référence	Variante	Scénario de référence	Variante
Industrie	32,5	32,7	35	31,7	35,6
Résidentiel tertiaire	69,1	61,7	62,3	56,7	60
Transport	49	46	49,4	43,4	50,1
Agriculture	4,5	3,9	4,4	3,7	4,6
Total	155,1	144,3	151,1	135,5	150,3

- Le scénario de référence permet d'atteindre les objectifs de la loi mais exige par comparaison à la tendance historique des efforts importants et soutenus dans la durée.

Quels enjeux pour atteindre nos objectifs ?

Atteindre les objectifs de la loi en 2030 exige, par comparaison à la tendance historique**, une mise en œuvre à court, moyen et long termes d'actions ambitieuses** et ce **dans tous les secteurs**.

La baisse de la consommation d'énergies fossiles nécessite une **action particulière sur la valorisation du carbone,** notamment dans le contexte actuel de baisse du prix des énergies fossiles. Si ce contexte rend moins attractives les actions d'efficacité énergétique, il permet d'intégrer, avec un impact réduit sur la facture énergétique des consommateurs, une plus grande valorisation du carbone.

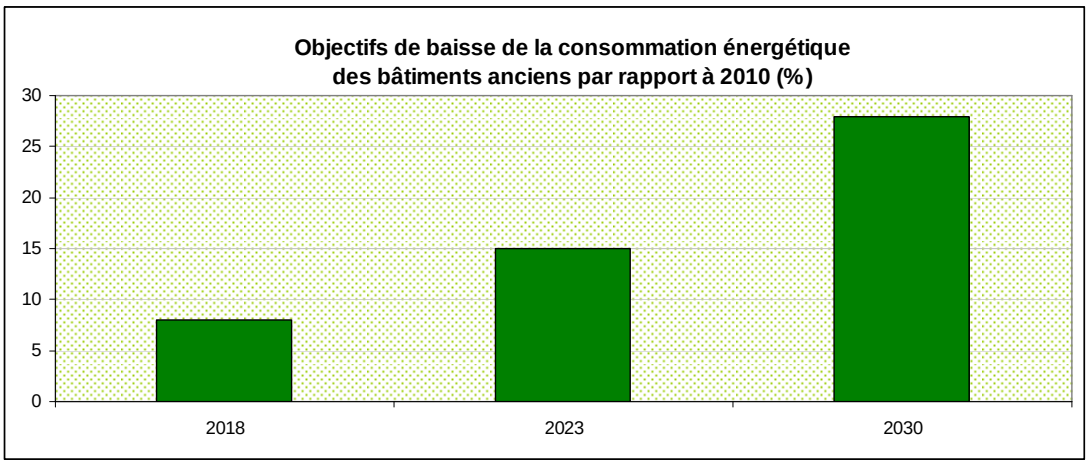
Orientations et actions en matière de maîtrise de la demande énergétique

Actions transverses

- **Renforcer le dispositif des Certificats d'économies d'énergie** en cohérence avec les gisements d'économies d'énergie identifiés, en fixant d'ici fin 2016 les objectifs et les modalités de la 4e période 2018-2020, ou en prolongeant la 3e période jusqu'à fin 2018 avec des objectifs rehaussés.
- Sensibiliser les consommateurs aux économies d'énergie (meilleure information sur la consommation ; individualisation des frais de chauffage ; plateforme de rénovation énergétique ; audits énergétiques ; campagnes d'information).
- Soutenir une politique européenne ambitieuse et efficace en matière **d'écoconception et d'étiquetage des produits** liés à l'énergie.

Bâtiment

- **Massifier la rénovation** énergétique des bâtiments résidentiels et tertiaires pour parvenir à une baisse de la consommation énergétique de 28 % à l'horizon 2030 par rapport à 2010 avec comme objectifs intermédiaires 8% et 15% respectivement en 2018 et 2023.



- Favoriser la rénovation des **bâtiments tertiaires** existants grâce à des exigences réglementaires renforcées.

Financement de la transition énergétique

- Améliorer l'écosystème du **financement de l'efficacité énergétique** (fonds de garantie, tiers financement, etc.).
- Mobiliser trois milliards d'euros au niveau de la Caisse des dépôts et consignations, afin de **financer le plan de rénovation des logements sociaux** à hauteur de 1,5 milliard d'euros et la rénovation des bâtiments publics à hauteur également de 1,5 milliard d'euros.

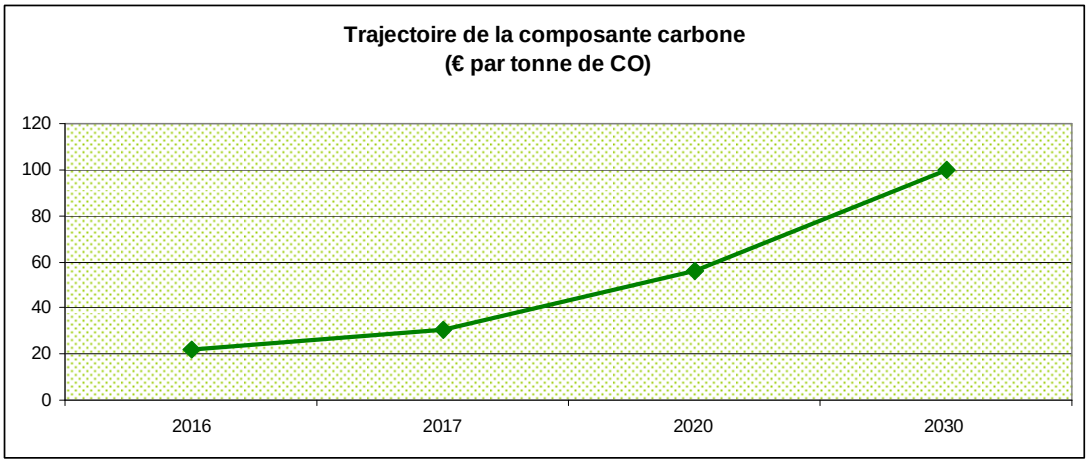
Numérique

- Développer le rôle du numérique et des données pour réduire les consommations et les factures (affichage déporté).

Prix du carbone

La situation actuelle est marquée par une baisse du prix des énergies fossiles, ce qui a pour conséquence de rendre moins attractives les actions d'efficacité énergétique. Il apparaît donc nécessaire d'engager une action particulière sur la valorisation du carbone pour atteindre l'objectif de baisse des consommations d'énergies fossiles. Cette intégration d'une plus grande valorisation carbone sera sans impact pour la facture des consommateurs dans le contexte de prix actuel.

- Mettre en application la trajectoire de la **composante carbone** pour atteindre 56€ en 2020, avec 22€ la tonne de CO2 au 1er janvier 2016, 30,5€ au 1er janvier 2017.



- Proposer au niveau européen la mise en place d'un **corridor de prix du CO2** dans le cadre de la révision du marché carbone européen EU-ETS.
- Former une coalition internationale des pays pour un prix du carbone.

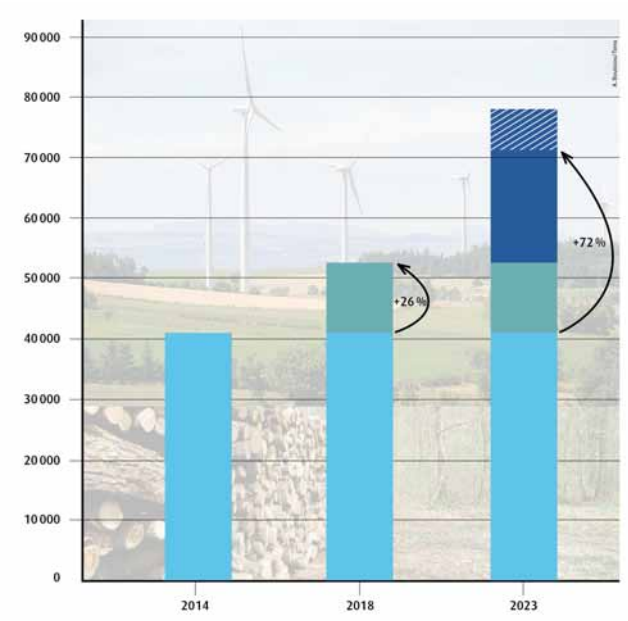
Accélérer le développement des énergies renouvelables et de récupération

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte définit des objectifs ambitieux pour le développement des énergies renouvelables : **augmenter la part des énergies renouvelables, qui était de près de 15% en 2014, à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de cette consommation en 2030**. En 2030, les énergies renouvelables représenteront 40 % de la production d'électricité, 38 % de la consommation finale de chaleur, 15 % de la consommation finale de carburant et 10 % de la consommation de gaz.

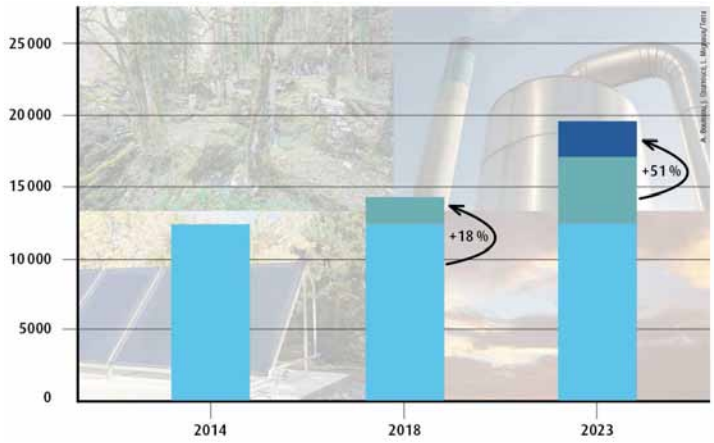
La PPE fixe pour 2023 l'objectif d'une accélération significative du rythme de développement des énergies renouvelables, nous positionnant en capacité d'atteindre les objectifs de la loi pour 2030. En particulier, les objectifs de la PPE permettront :

- d'augmenter de plus de 70% la capacité installée des énergies renouvelables électriques par rapport à 2014 (41 GW) avec une capacité installée de 71 à 78 GW en 2023 ;
- d'augmenter de plus de 50% la production de chaleur renouvelable par rapport à 2014, avec une production de 19 millions de tep en 2023 ;
- d'atteindre une quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrés par les réseaux de l'ordre de 1,9 à 2,3 Mtep en 2023.

Total EnR électriques
(puissance)



Total EnR chaleur
(énergie)



Quels enjeux pour atteindre nos objectifs ?

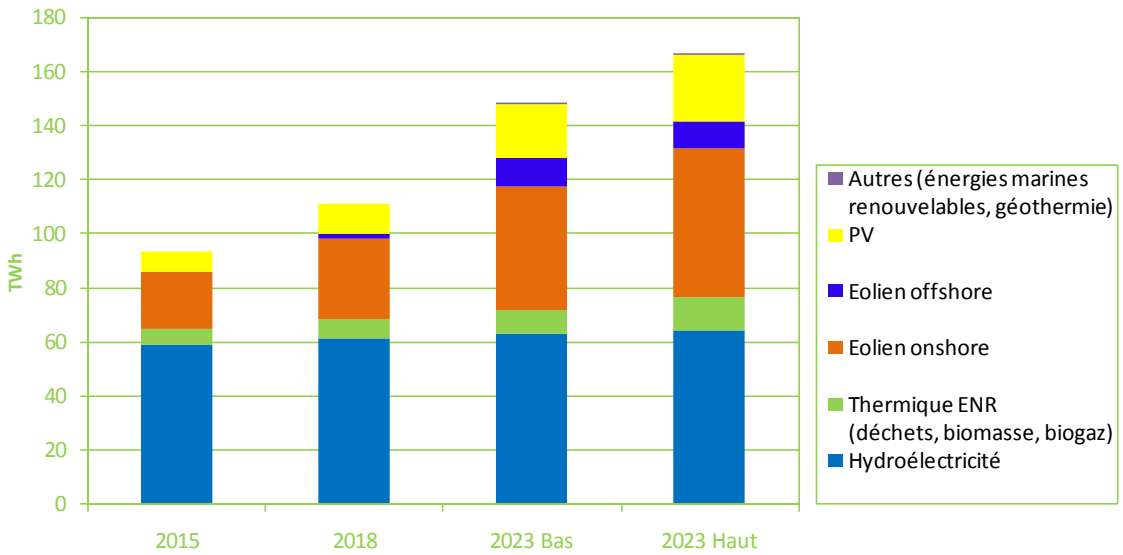
L'atteinte des objectifs de développement des énergies renouvelables implique une **mobilisation de l'ensemble des acteurs** (entreprises, pouvoirs publics, citoyens), des modes de soutien et de financement efficaces et des innovations organisationnelles à commencer par la simplification des procédures administratives.

La déclinaison par filières d'énergies renouvelables des objectifs généraux tient compte du processus de concertation qui a été mis en place pour l'élaboration de la programmation pluriannuelle de l'énergie et de l'intégration et l'équilibre de plusieurs enjeux :

- **l'enjeu financier** : les énergies renouvelables sont soutenues par la puissance publique, il est donc important d'orienter le développement vers les filières les plus compétitives, ou qui disposent d'un potentiel de réduction des coûts qui les rendra compétitives dans un futur proche sans exclure les filières moins matures mais susceptibles d'apporter une contribution à moyen terme ;
- **l'enjeu économique** : les trajectoires retenues ont vocation à donner une visibilité aux acteurs économiques et à soutenir ainsi l'investissement et la croissance du secteur, contribuant à la création d'emplois dans les filières de la transition énergétique et dans l'ensemble de l'économie ;
- **l'enjeu environnemental** : les impacts des installations de production d'énergies renouvelables doivent être maîtrisés ;
- **l'enjeu de faisabilité** : il est nécessaire que les projets soient bien acceptés par les acteurs locaux.

Les énergies renouvelables électriques

Objectifs PPE : production d'électricité renouvelable par filière



L'ensemble des objectifs quantitatifs de développement permet d'atteindre une **production d'électricité renouvelable entre 150 et 167 TWh par an en 2023**.

	2014	2018	2023	2023
			bas	haut
Eolien terrestre	9 300 MW	15 000 MW	21 800 MW	26 000 MW
Solaire photovoltaïque	5 300 MW	10 200 MW	18 200 MW	20 200 MW
Hydroélectricité	25 300 MW (62 TWh)	25 300 MW (61 TWh)	25 800 MW (63 TWh)	26 050 MW (64 TWh)
Eolien en mer posé		500 MW	3 000 MW (entre 500 et 6000 MW de plus de projets engagés, en fonction des concertations sur les zones propices, du retour d'expérience de la mise en oeuvre des premiers projets et sous condition de prix)	
Energies marines (éolien flottant, hydroliennes, etc.)			100 MW (entre 200 et 2 000 MW de plus de projets engagés, en fonction du retour d'expérience des fermes pilotes et sous condition de prix)	
Bois-énergie	357	540 MW	790 MW	1 040 MW
Méthanisation	85 MW	137 MW	237 MW	300 MW
Géothermie électrique		8 MW	53 MW	
Déchets, biogaz de décharge et de STEP	~1200 MW	~1350 MW	~1500 MW	
TOTAL	41 GW	52 GW	71 GW	78 GW

Priorités transverses

- **Accélérer** le développement des projets tout en **prenant en compte de façon renforcée les enjeux environnementaux, de faisabilité locale, de conflits d'usages**.
- **Poursuivre les mesures de simplification** administrative engagées afin de raccourcir les délais de développement et de réduire les coûts.
- Soutenir le développement de **l'investissement participatif** dans les projets par les citoyens et les collectivités locales.
- **Mettre en place une programmation et un cadencement régulier** des appels d'offres.

Calendrier de lancement des appels d'offres des énergies renouvelables électriques

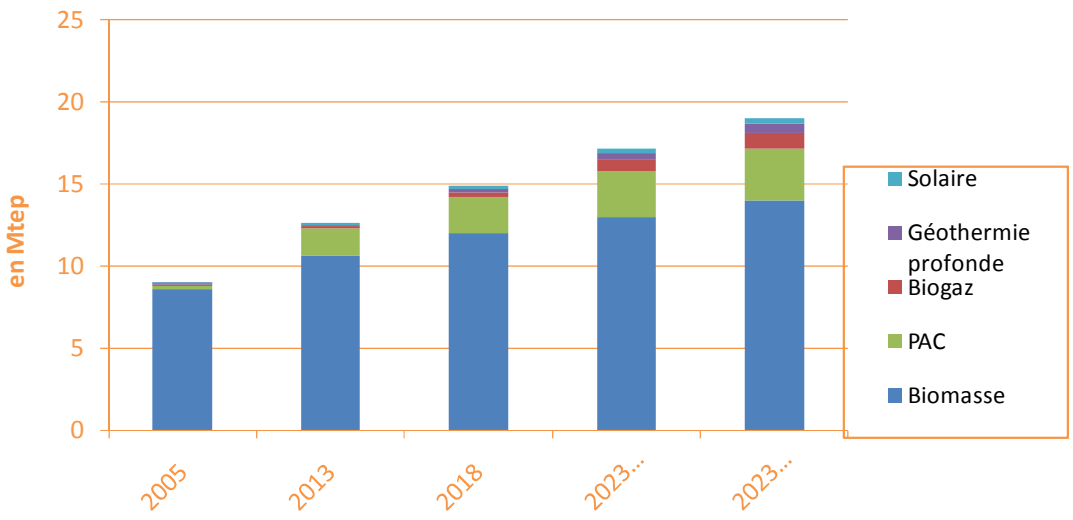
Calendrier prévisionnel	2016				2017				2018				2019	
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2
Solaire (sol)		Lancement AO tri-annuel		Échéance 1 (500 MW)		Échéance 2 (500 MW)		Échéance 3 (500 MW)		Échéance 4 (500 MW)		Échéance 5 (500 MW)		Échéance 6 (500 MW)
Solaire (bâtiments)		Lancement AO tri-annuel		Échéance 1 (150 MW)	Échéance 2 (150 MW)	Échéance 3 (150 MW)		Échéance 4 (150 MW)	Échéance 5 (150 MW)	Échéance 6 (150 MW)		Échéance 7 (150 MW)	Échéance 8 (150 MW)	Échéance 9 (150 MW)
Biomasse	Lancement AO tri-annuel		Échéance 1 (50 à 100 MW)				Échéance 2 (50 à 100 MW)				Échéance 3 (50 à 100 MW)			
Méthanisation	Lancement AO tri-annuel		Échéance 1 (10 MW)				Échéance 2 (10 MW)				Échéance 3 (10 MW)			
Eolien en mer posé		Lancement d'un appel d'offre et des études techniques mutualisées												
Petite Hydro-électricité		Lancement AO1		Echéance AO1	Attribution AO1		Lancement AO2 éventuel		Echéance AO2		Attribution AO2			
Hydrolien			Lancement AO1										Lancement AO 2	
Eolien flottant			Lancement AO1											

Actions par filières

- **Préserver la capacité de flexibilité de l'hydroélectricité**, essentielle pour contribuer à la flexibilité du système électrique et faciliter l'intégration de capacités accrues d'énergies renouvelables.
- **Développer par des appels d'offres réguliers la micro et petite hydroélectricité.**
- **Consolider d'ici fin 2016 le dispositif de soutien financier à l'éolien terrestre.**
- Orienter l'accélération du développement de la **filière solaire** vers les solutions compétitives comme les **installations photovoltaïques au sol, tout en localisant les projets de manière à préserver les espaces naturels et agricoles.**
- **Lancer un appel d'offres « autoconsommation »** ouvert aux consommateurs des secteurs industriels, tertiaires et agricoles. Toutes les technologies renouvelables sont admises (solaire, petite-hydro, moulins, etc.).
- Encadrer le recours aux cultures alimentaires et énergétiques principales pour la **filière méthanisation** afin de ne pas créer de conflits d'usages pour les surfaces agricoles avec les productions alimentaires.
- Viser l'**équipement d'un maximum d'incinérateurs, de stations d'épuration et de décharges par des moyens de valorisation électrique** (lorsqu'une injection du biogaz dans le réseau ou une valorisation totale de la chaleur n'est pas possible).
- **Améliorer la procédure d'appels d'offres pour l'éolien en mer posé**, afin de favoriser la baisse des coûts et d'accélérer la réalisation des projets avant de lancer de nouveaux appels d'offres.
- **Renforcer les concertations et la prise en compte des enjeux environnementaux et d'acceptabilité locale et des conflits d'usage des projets éolien en mer posé** lors de l'identification des zones propices en amont des appels d'offres afin de renforcer l'ancrage de ces projets dans les territoires.

La chaleur renouvelable et de récupération

Objectifs PPE : consommation finale de chaleur par filière



ktep	2014	2018	2023	2023
			bas	haut
Biomasse	10 700	12 000	13 000	14 000
Pompes à chaleur	1 600	2 200	2 800	3 200
Solaire thermique	150	180	270	400
Biogaz	100	300	700	900
Géothermie	100	200	400	550
TOTAL		**14 880**	**17 170**	**19 050**
Energie renouvelable et de récupération livrée par les réseaux		1 350	1 900	2 300

Priorités transverses

- Accroître la trajectoire du Fonds chaleur dès 2016 pour atteindre les objectifs 2018 et 2023, et l'élargir à de nouveaux gisements.
- **Augmenter de 50% le rythme de développement de la production de chaleur renouvelable** en s'appuyant notamment sur le déploiement des chaufferies biomasse, le recours aux pompes à chaleur et à la méthanisation. Cela nécessitera un renforcement des actions de mobilisation de la biomasse.
- **Mobiliser davantage les ressources en biomasse** dans le respect d'une gestion durable des zones forestières et agricoles, et dans le respect de critères de durabilité en cas d'importation, en articulation avec la stratégie nationale de mobilisation de la biomasse et le Programme National de la Forêt et du Bois.

Actions par filières

- **Remplacer à un rythme rapide les foyers ouverts** dans les logements individuels par

des équipements plus performants au plan énergétique et meilleurs pour la qualité de l'air.

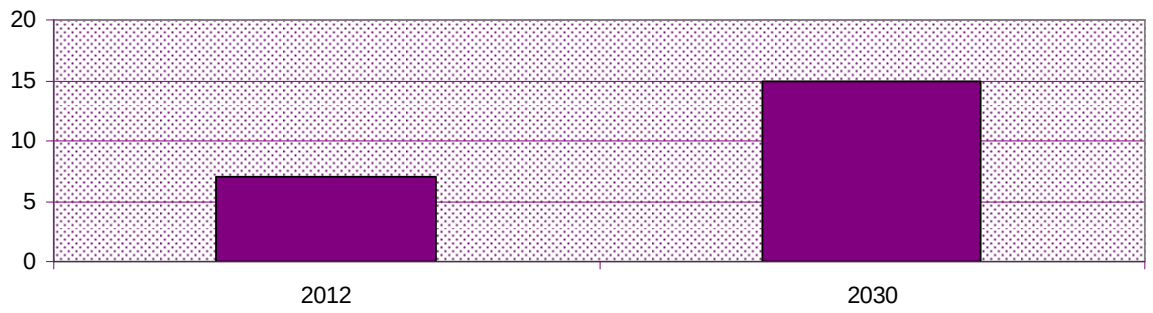
- **Poursuivre le développement des chaufferies biomasse** dans le collectif, le tertiaire, l'agriculture et l'industrie.
- **Elargir l'offre française sur les poêles à granulés** et les chaudières acceptant des intrants diversifiés.
- **Accompagner les projets retenus dans le cadre des deux appels à manifestation d'intérêt « Dynamic Bois »** en faveur de la mobilisation de la biomasse. Les 43 projets lauréats des deux AMI représentent un soutien de 55 M€ pour mobiliser 3 millions de tonnes de bois supplémentaires et améliorer les peuplements forestiers sur près de 40 000 hectares.
- Mettre en œuvre les projets issus de l'appel à manifestation relatif au **fonds air-bois** lancé par l'Ademe en 2015.
- **Favoriser l'intégration des pompes à chaleur** dans le résidentiel collectif et le tertiaire.

Le gaz renouvelable

- Atteindre une capacité de **production annuelle de biométhane de 8 TWh en 2023** et lancer si nécessaire les premiers appels d'offres.
- Favoriser **l'injection** de biométhane dans les réseaux.
- **Soutenir le développement du bioGNV** pour atteindre 0,7 TWh consommé en 2018 et 2 TWh en 2023, dans la perspective que le bioGNV représente 20 % des consommations de GNV en 2023, sur des segments complémentaires de ceux des véhicules électriques et des véhicules hybrides rechargeables.

Les produits pétroliers

Part des carburants renouvelable (%)



- Donner la **priorité au développement des biocarburants avancés** tout en préservant les investissements réalisés.
- Viser un **objectif d'incorporation pour les biocarburants avancés** de 1,6 % en 2018 et 3,4 % en 2023 pour l'essence, et de 1 % en 2018 et 2,3 % en 2023 pour le gazole, sous réserve qu'un ensemble de conditions soient réunies.
- Publier un arrêté fixant les **listes des biocarburants conventionnels et avancés** ainsi que les modalités du double comptage.
- **Autoriser le carburant ED95** qui contient 95% d'éthanol et destiné à des véhicules lourds de flottes captives.

Maintenir un haut niveau de sécurité d'approvisionnement dans le respect des exigences environnementales

La sécurité d'approvisionnement peut se définir comme la **capacité des systèmes énergétiques à satisfaire de façon continue et à un coût raisonnable la demande prévisible du marché**. Assurer la sécurité d'approvisionnement passe notamment par la maîtrise de la demande d'énergie, par la production d'énergies nationales et locales, notamment des énergies renouvelables et par la diversification des approvisionnements. Le maintien d'un haut niveau de sécurité d'approvisionnement, au bénéfice de l'ensemble des citoyens et de l'économie, constitue un enjeu essentiel dans la transition énergétique.

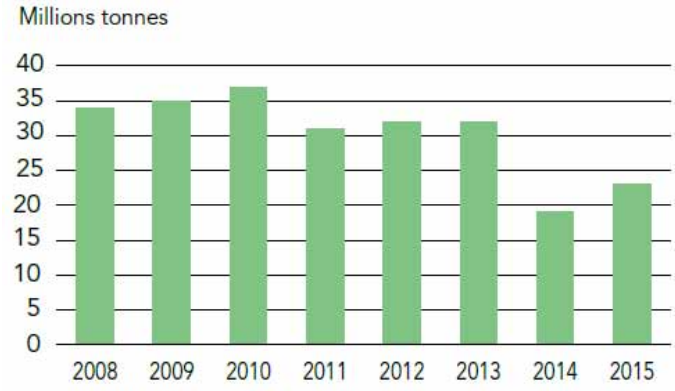
Orientations et actions

Électricité

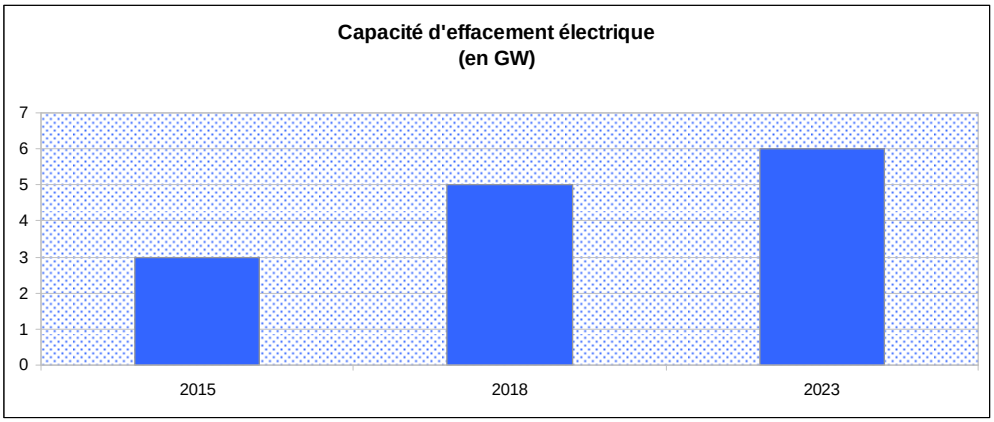
Garantir la sécurité du système électrique vise à éviter les risques de coupure de courant localisées ou de black-out à plus grande échelle. En France, le principal risque pesant sur la sécurité d'approvisionnement en électricité est constitué par la pointe de consommation hivernale. La consommation électrique française est en effet fortement thermosensible en raison de la part importante du chauffage électrique.

Garantir la sécurité d'approvisionnement tout en limitant les émissions de gaz à effet de serre de la production électrique constitue l'un des objectifs de la PPE.

Evolution des émissions de CO2 de la production électrique depuis 2008



- **Maîtriser la croissance de la pointe** de consommation électrique.
- Maintenir le **critère de sécurité d'approvisionnement** du système électrique (durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures) jusqu'en 2018 et lancer les études permettant de renforcer le niveau post 2018.
- Donner la priorité aux **effacements électriques** par rapport à la construction de nouveaux moyens de production de pointe, en atteignant une capacité de 5 GW d'ici 2018 et 6 GW d'ici 2023 pour l'ensemble des formes d'effacement.



- **Ne pas autoriser de nouvelle centrale thermique de production d'électricité au charbon** non équipée de système de captage, stockage ou valorisation du CO2.
- Conformément à l'article L. 311-5-3. du code de l'énergie, **restreindre la durée de fonctionnement des nouvelles installations de production d'électricité thermiques à combustible fossile** émettant des gaz à effet de serre de manière à respecter des valeurs limites d'émissions.
- **Se préparer à un arrêt de la production d'électricité à partir de charbon à l'horizon de la PPE (2023).**
- En application du plafonnement à 63,2 GW de la capacité nucléaire**, abroger par décret en 2016 l'autorisation d'exploiter des deux réacteurs de la centrale de Fessenheim.**
- **Maintenir la politique de traitement et de recyclage du combustible nucléaire.**
- Poursuivre les travaux de **développement des interconnexions** essentielles identifiées dans le schéma décennal de développement du réseau de RTE et continuer à étudier l'opportunité de développer de nouvelles interconnexions avec les pays voisins lorsqu'elles sont économiquement justifiées en terme de bénéficies pour les consommateurs français et européens.
- Introduire un **signal prix à pointe mobile** dans les tarifs réseaux, pour renforcer l'incitation à la maîtrise de la consommation à la pointe et favoriser le développement des effacements.
- Démarrer en janvier 2017 le **mécanisme de capacité**, afin de responsabiliser les fournisseurs d'énergie à garantir la sécurité d'approvisionnement d'électricité, et de s'assurer de la disponibilité des moyens de production et d'effacement de consommation nécessaires pour sécuriser l'alimentation électrique à moyen terme.
- Soutenir l'ensemble des actions du **Pacte Electrique Breton**, en termes de maîtrise de la demande en électricité, de développement des énergies renouvelables et de sécurisation de l'alimentation électrique.

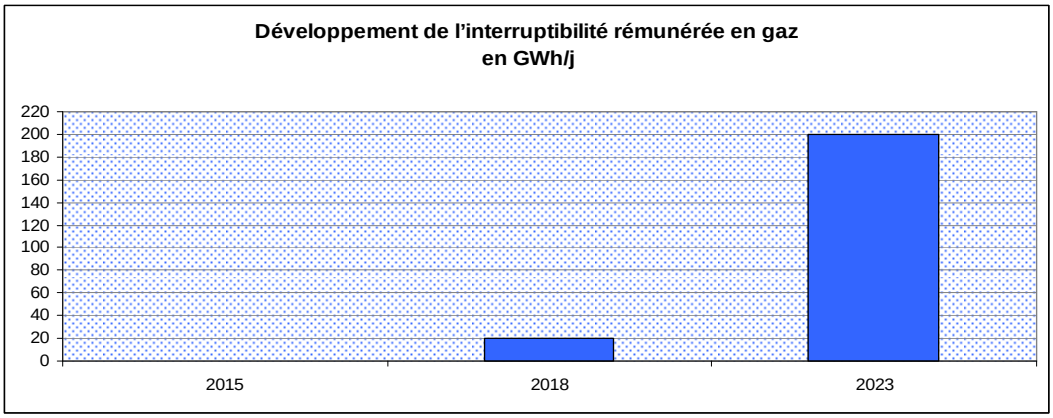
Gaz

La sécurité d'approvisionnement consiste à assurer la continuité de la fourniture de gaz, au regard de différents risques auxquels le système gazier est confronté. En France, il existe deux types d'aléas majeurs faisant peser des risques sur la sécurité d'approvisionnement en gaz : les variations climatiques (une part importante du gaz étant utilisée pour le chauffage) et les pertes de sources d'approvisionnement (résultant d'un problème technique sur les infrastructures ou de tensions géopolitiques).

- **Maintenir le critère de sécurité d'approvisionnement en gaz actuel**, plus exigeant

que celui de nos voisins, jusqu'en 2018 et engager les études permettant de définir le niveau post 2018.

- **Assurer le remplissage des stockages de gaz souterrains** nécessaires à la sécurité d'approvisionnement.
- **Développer l'interruptibilité** rémunérée en gaz à hauteur de 200 GWh/j en 2023.
- Approfondir la **coopération entre les gestionnaires de réseau** de transport de gaz et d'électricité sur les risques pour le système électrique en période de tension sur le système gazier.



Produits pétroliers

La sécurité énergétique consiste à garantir un approvisionnement en produits pétroliers, à un prix compétitif. Cette notion renvoie à une variété de problématiques aux échelles de temps très différentes :

- à long terme, l'épuisement des ressources en énergies fossiles et le besoin de lutter contre le changement climatique nécessitent de diversifier le mix énergétique et de réduire la consommation énergétique et la dépendance aux produits pétroliers ;
- à moyen terme, une réalisation en temps utile des investissements est nécessaire pour permettre de satisfaire la demande en produits pétroliers ;
- à court terme, la sécurité d'approvisionnement correspond à la capacité à faire face à une interruption temporaire de l'approvisionnement en produits pétroliers, dont la cause peut être technique ou politique.

- **Préserver les capacités de raffinage** notamment par un rééquilibrage des consommations de carburants (du gazole vers l'essence).
- Veiller à ce que les **stocks stratégiques pétroliers** soient efficacement répartis sur le territoire national pour minimiser les risques de rupture d'approvisionnement en cas de crise.
- Identifier **les points de fragilité du système pétrolier** au regard du retour d'expérience de la crise de mai 2016.
- Préserver le **maillage territorial des dépôts pétroliers e**t observer l'évolution du maillage territorial en stations-service.
- **Rapprocher les tarifs entre le gazole et l'essence** dans le cadre des lois de finances.
- **Dans le contexte de la transition énergétique et de la réduction de la consommation primaire d'énergies fossiles, l'exploration et l'exploitation d'hydrocarbures sur le territoire métropolitain continental ne constituent pas une priorité de la PPE.**

Préparer le système énergétique de demain, plus flexible et décarboné, en développant nos infrastructures

Préparer l'avenir du système énergétique c'est :

- organiser la diversification des filières énergétiques et sortir de la dépendance à un type d'énergie, que cela soit dans le domaine de l'électricité avec l'objectif de porter à 50 % la part du nucléaire à l'horizon 2025, dans le domaine de la chaleur ou bien encore dans le domaine des carburants ;
- accompagner le mouvement de décentralisation de la production, qui nécessite d'adapter nos réseaux vers plus de flexibilité et d'intelligence, au travers du développement équilibré des réseaux, du stockage et de la transformation des énergies et du pilotage de la demande d'énergie pour favoriser notamment la production locale d'énergie, le développement des réseaux intelligents et l'autoproduction ;
- préparer les interactions entre les réseaux d'électricité, de gaz et de chaleur (« power-to-gas » et « power-to-heat ») aux différentes échelles pour en optimiser le fonctionnement et les coûts.

Les orientations et actions de la PPE permettront d'anticiper ces adaptations par le développement des réseaux intelligents, de l'autoproduction / autoconsommation et du stockage, pour accompagner la transition énergétique des territoires.

Orientations et actions

Électricité

Assurer la sûreté du système électrique nécessite de disposer d'une flexibilité suffisante pour faire face aux variations de court terme de l'offre et de la demande. L'essor des énergies renouvelables intermittentes accentue l'accroissement de la variabilité de l'offre et de la demande à court terme.

- Préciser d'ici la prochaine PPE les besoins de flexibilité du système électrique à l'horizon 2023 et 2030, et identifier les leviers de flexibilité les plus pertinents au plan technique et économique.

- Contribuer au développement des énergies renouvelables en révisant les **schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables** (S3RENR) lorsqu'ils arrivent à saturation.

- Mettre en place le « Comité du système de distribution publique d'électricité » (CSDPE).

- Développer **les réseaux intelligents** en accompagnant le passage de la phase des démonstrateurs au déploiement industriel, à partir du retour d'expérience des démonstrateurs en cours, et s'assurer de la mise en œuvre des expérimentations prévues

dans la loi à échéance de 2018.

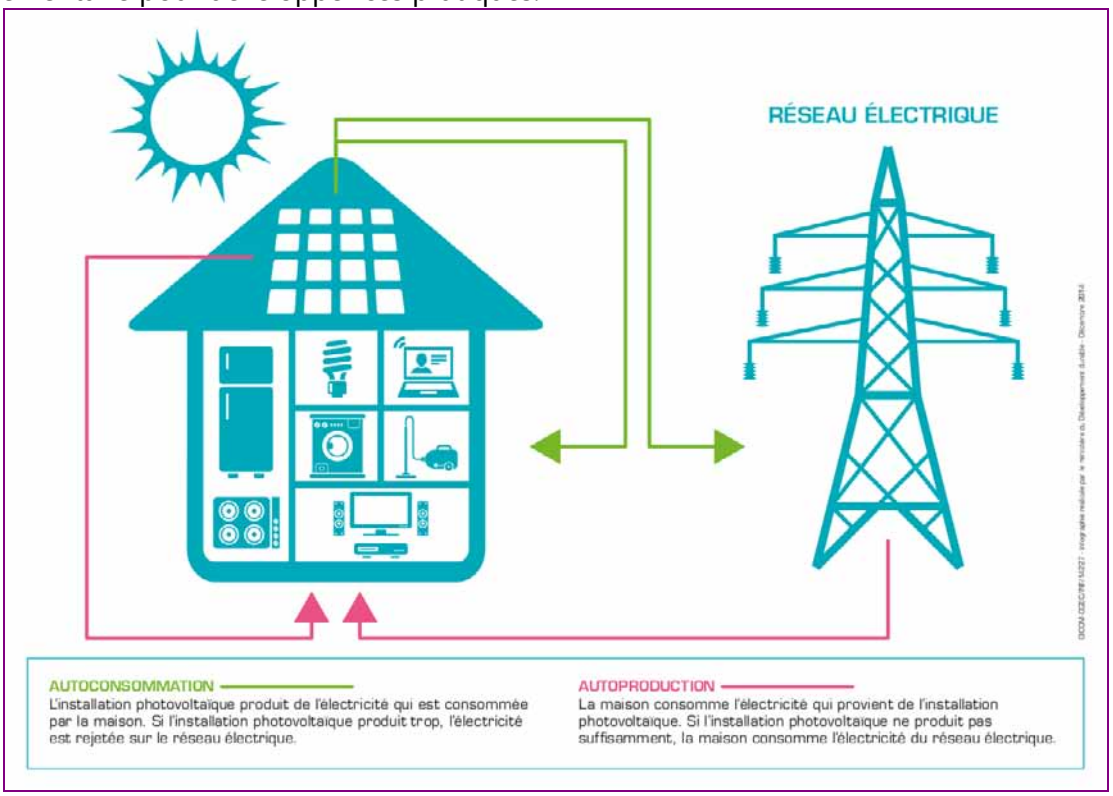
- Mettre en œuvre les actions labellisées **« Réseaux Electriques Intelligents** » pour amplifier la dynamique engagée par les nombreux démonstrateurs.

- **Accompagner le développement des systèmes de stockage par une réflexion sur la réglementation et la tarification réseau** applicables à ces systèmes, notamment pour permettre leur installation dans des conditions adéquates de sécurité pour le système énergétique et pour les personnes.

- Engager d'ici 2023 des projets de **stockage sous forme de stations de transfert d'énergie par pompage**, en vue d'un développement de 1 à 2 GW de capacités supplémentaires à l'horizon 2030.

- Labelliser en 2016 des projets de démonstration d'envergure dans le cadre de **l'appel à projet « Territoires Hydrogène ».**

- Mettre en œuvre l'**appel d'offres lancé en 2016 dédié à l'autoconsommation / autoproduction,** ainsi que les dispositions de l'ordonnance instaurant un cadre législatif et réglementaire pour développer ces pratiques.



- En fonction de l'évolution de la consommation d'électricité et des exportations, du développement des énergies renouvelables, des décisions de l'ASN et de l'impératif de sécurité d'approvisionnement, **décider des fermetures et des prolongations de l'exploitation au-delà de leur quatrième visite décennale de certains réacteurs, au cours de la deuxième période de la PPE.**

- Mettre en œuvre le nouveau plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR).

Gaz

Les infrastructures gazières françaises sont aujourd'hui composées d'environ 37 500 km de réseau de transport, 195 000 km de réseau de distribution, 4 terminaux méthaniers et 12 sites de stockage de gaz naturel.

- Réaliser les projets Val de Saône et Gascogne-Midi avant 2018 afin d'achever la construction du marché gazier français.
- Etudier l'opportunité avant 2018 de développer de nouvelles interconnexions gazières, notamment avec l'Espagne, au regard d'une analyse coût-bénéfice, d'une répartition transfrontalière des coûts équitable au regard des bénéfices et de l'acceptabilité des projets.
- **Veiller au respect de l'interdiction de la fracturation hydraulique** et par voie de conséquence de l'exploration et de l'exploitation du gaz de schiste.
- **Rechercher une transparence par les acteurs gaziers de l'origine du gaz naturel** et en particulier de la part du gaz de schiste importé afin de permettre à leurs clients d'évaluer correctement leur empreinte environnementale dans le cadre de leur reporting.

Chaleur

Les réseaux de chaleur ont un rôle essentiel à jouer dans le cadre des objectifs de développement des énergies renouvelables et de valorisation des énergies de récupération car ils permettent de mobiliser massivement des énergies comme la biomasse, la géothermie, la chaleur de récupération d'unités de valorisation des ordures ménagères ou encore la valorisation de la chaleur fatale industrielle.

- Favoriser la **densification massive des réseaux** et la création de nouveaux réseaux de chaleur et de froid, afin de multiplier par 5 la quantité d'énergie renouvelable et de récupération livrée par les réseaux d'ici 2030 (et par 2 d'ici 2023).
- Adapter **le Fonds chaleur** à la problématique des réseaux avec des avances remboursables et un élargissement à la valorisation de la chaleur fatale industrielle.

Actions transverses

- Mettre en place une **gouvernance des réseaux** afin d'y développer une approche intégrée des territoires (SRCAE et SRADDET, schémas multi-énergies, schémas directeurs).
- Mettre à jour régulièrement les études technico-économiques portant sur les synergies entre vecteurs énergétiques et leurs usages à des horizons de temps moyen à long terme.
- Préparer les compétences et les transitions professionnelles dans le cadre du plan de programmation de l'emploi et des compétences créé par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte.
- Mettre en place un dispositif d'observation de la chaîne de valeur des filières énergétiques de la transition énergétique incluant notamment le suivi de la balance commerciale et l'emploi.
- Publier la **stratégie nationale de recherche énergétique.**

Développer la mobilité propre

La loi de transition énergétique pour la croissance verte prévoit l'élaboration d'une **stratégie de développement de la mobilité propre**, volet annexé de la programmation pluriannuelle de l'énergie.

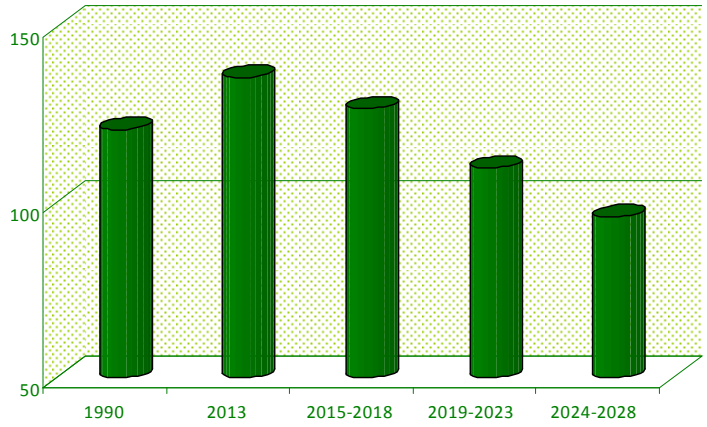
Cette stratégie :

- dresse un état des lieux de la mobilité propre.
- explicite les principaux motifs à agir pour une mobilité plus durable et plus propre.
- rappelle les principes d'action dans le cadre de la transition énergétique et notamment les leviers d'action prioritaires dans le domaine de la mobilité, issus de la stratégie nationale bas carbone.
- présente des orientations et des actions de développement de la mobilité propre.

L'évolution des émissions de gaz à effet de serre du secteur transport et répartition indicative dans le cadre des budgets carbone

- Les émissions de gaz à effet de serre du secteur transport ont augmenté de 12,3% en 2013 par rapport à 1990. **Il est nécessaire d'inverser cette tendance** et que le secteur des transports participe à l'objectif global de division par quatre des émissions à l'horizon 2050 par rapport à 1990.

Evolution des émissions de gaz à effet de serre du transport et répartition indicative dans le cadre des budgets carbone (en Mt de CO2eq)

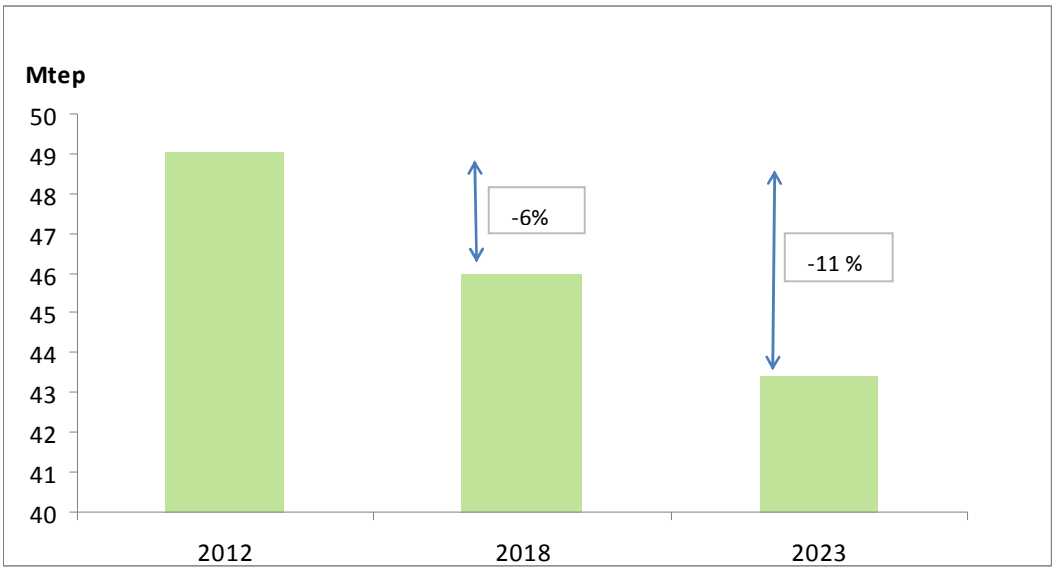


L'évolution de la consommation d'énergie du secteur des transports

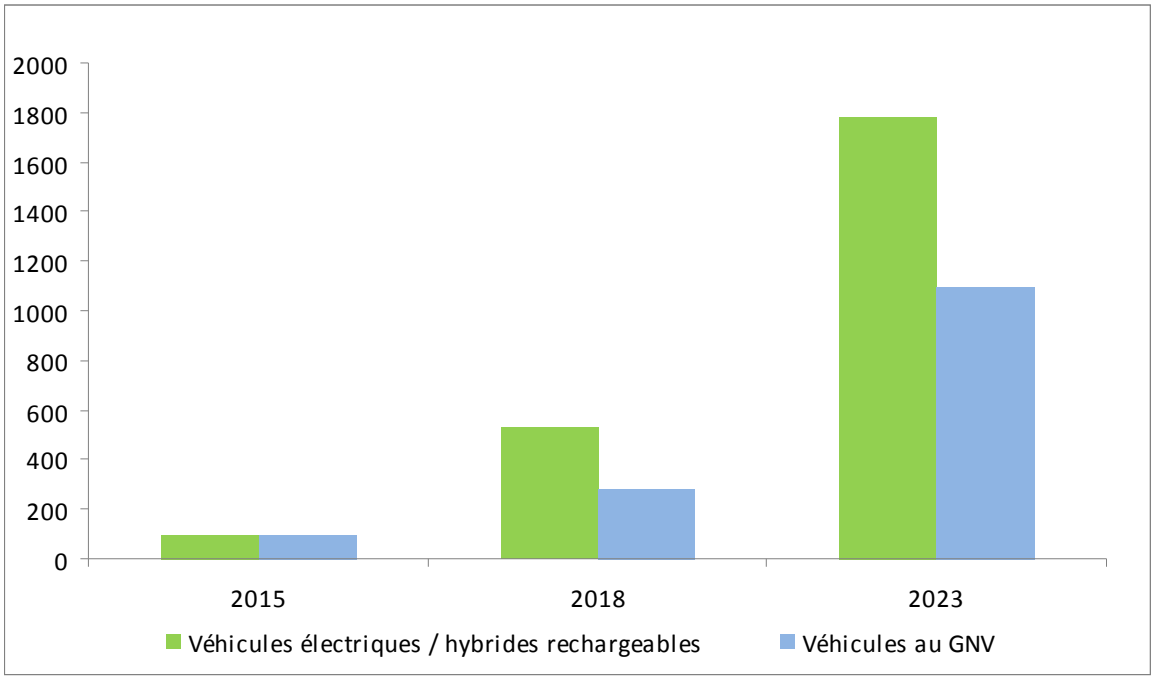
Les transports sont le deuxième secteur le plus consommateur d'énergie, représentant 33% de la consommation finale d'énergie française, derrière le secteur du bâtiment et devant le secteur de l'industrie. La consommation énergétique du secteur des transports était en 2012 de 49,06 Mtep, avec 45,24 Mtep de produits pétroliers, 1,07 Mtep d'électricité, 2,66 Mtep d'énergies renouvelables et 90 000 tep de gaz.

Dans le scénario de référence, la consommation diminuerait de 11,5% en 2023 par rapport à 2012. Dans la variante, la consommation d'énergie du secteur transport augmenterait de 2% en 2023 par rapport à 2012.

Evolution de la consommation finale d'énergie dans les transports selon le scénario de référence (en Mtep)



Evolution de la consommation d'électricité et de gaz des véhicules (base 100 en 2015)



Quels leviers pour atteindre nos objectifs ?

Développer la mobilité, c'est agir conjointement sur six leviers :

- Maîtriser la demande de mobilité ;

- Développer les véhicules à faibles émissions de polluants et de gaz à effet de serre ;
- Développer un marché des carburants alternatifs et déployer des infrastructures ;
- Optimiser le fonctionnement des véhicules et les réseaux existants ;
- Améliorer les reports modaux vers les modes de transports les moins émissifs ;
- Développer les modes de transports collaboratifs.

Orientations et actions en matière de développement de la mobilité propre

- **Encourager de nouveaux comportements** favorisant la baisse de la consommation d'énergie et des émissions de gaz à effet de serre des transports, notamment en visant une cible de **10 % des jours télé-travaillés en 2030**.
- Atteindre un parc de **2,4 millions de véhicules électriques et hybrides rechargeables** en 2023.
- Atteindre une part de **3% des poids lourds roulant au GNV** en 2023.
- Viser un **objectif d'incorporation pour les biocarburants avancés de 1,6 % en 2018 et 3,4% en 2023 pour l'essence, et de 1 % en 2018 et 2,3% en 2023 pour le gazole**, sous réserve qu'un ensemble de conditions soient réunies.
- Augmenter le taux de remplissage moyen pour le transport de marchandises.
- Viser une part du fret non routier pour le transport de marchandises à hauteur de 20% en 2030.
- **Développer la part des modes doux** (marche et vélo) à hauteur de 12,5% des déplacements dans les transports de courte distance en 2030.
- **Développer les aires de covoiturage et les services numériques favorisant la mise en relation, pour augmenter le taux d'occupation des véhicules particuliers** jusqu'à 1,8 à 2 personnes en moyenne par véhicule en 2030.
- Prendre en compte les priorités de développement de la mobilité propre dans la révision des documents ou démarches stratégiques existantes.
- Engager des démarches stratégiques pour prendre compte les priorités de développement de la mobilité propre, dans les domaines suivants : développement des aires de covoiturage, développement de la **route à énergie positive**, développement des systèmes de transports intelligents, **expérimentation et développement des véhicules autonomes**, notamment pour le transport public.

Prendre en compte les enjeux économiques et sociaux de la transition énergétique et agir avec les territoires

La programmation pluriannuelle de l'énergie est accompagnée d'une étude d'impact économique, sociale et environnementale, qui démontre les bénéfices associés à sa mise en œuvre par comparaison avec un scénario tendanciel pour l'économie française.
La PPE comporte également des actions spécifiques pour accompagner les acteurs les plus sensibles aux évolutions du secteur de l'énergie, au travers des volets relatifs à la préservation du pouvoir d'achat des consommateurs en situation de précarité énergétique et à la compétitivité des entreprises, notamment exposées à la concurrence internationale, ainsi qu'à l'évaluation des besoins de compétences professionnelles dans le domaine de l'énergie.

Les impacts socioéconomiques de la transition énergétique

L'étude d'impact montre les résultats positifs de la PPE sur l'économie :

- augmentation de la croissance économique de **+1,1 pt de PIB à l'horizon 2030** ;
- augmentation du nombre d'emplois d'environ **280 000 en 2030** ;
- **hausse du revenu disponible brut des ménages** de 13 milliards d'euros en 2018 et de 32 milliards d'euros en 2023 ;
- augmentation de la valeur ajoutée industrielle de 0,7 %.

Le solde de création d'emplois est largement positif mais l'impact est variable selon les secteurs. Certains secteurs sont en forte croissance (énergies renouvelables, rénovation énergétique), d'autres sont en retrait. Ces nouveaux besoins appellent des stratégies d'adaptation alliant une anticipation structurée à la sécurisation des parcours professionnels des actifs. Dans cette perspective, il s'agit de pouvoir repérer ces changements, de les accompagner dans le temps et de disposer d'une gouvernance adaptée sur les enjeux essentiels. Comme le prévoit la loi transition énergétique pour la croissance verte, l'État élaborera « *en concertation avec les organisations syndicales de salariés, les organisations représentatives des employeurs et les collectivités territoriales, un plan de programmation de l'emploi et des compétences tenant compte des orientations fixées par la programmation pluriannuelle de l'énergie* ».

Le coût de l'énergie constitue également un enjeu essentiel. Ceci est particulièrement vrai pour les ménages en situation de précarité énergétique ainsi que pour les entreprises intensives en énergie, notamment celles exposées à la concurrence internationale, mais constitue également une préoccupation pour l'ensemble des consommateurs.

Orientations et actions

Préciser les impacts associés à la transition énergétique

- Mettre en place un dispositif d'observation de la chaîne de valeur des filières énergétiques de la transition énergétique incluant notamment le suivi de la balance commerciale et l'emploi afin d'affiner l'analyse des impacts industriels de la prochaine PPE.
- Procéder à une analyse comparée de l'impact macroéconomique de la PPE à partir de plusieurs modèles macroéconomiques.
- Affiner l'analyse de l'enveloppe des ressources maximales des ressources publiques au regard des modes de financement émergents.
- Préparer le plan de programmation de l'emploi et des compétences créé par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte.

Lutter contre la précarité énergétique

- **Mettre en place le chèque énergie** en lançant une expérimentation dans 4 départements en 2016.
- Mettre en œuvre le nouveau dispositif de **certificats d'économie d'énergie au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique** : objectif de 150 TWh cumac d'ici fin 2017, soit environ 1 milliard d'euros qui sera consacré par les vendeurs d'énergie pour soutenir les économies d'énergie chez les ménages aux revenus les plus faibles.

Préserver la compétitivité des entreprises

- Favoriser la **compétitivité de l'industrie**, en valorisant au mieux la flexibilité des sites industriels, et en modulant les tarifs d'utilisation du réseau public de transport pour les sites électro-intensifs.

Accompagner les acteurs des territoires dans la transition énergétique

La transition énergétique nécessite une mobilisation des territoires à toutes les échelles. La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit de nombreuses mesures pour favoriser l'action des acteurs locaux, et plusieurs actions d'accompagnement ont été initiées afin de créer une dynamique d'action collective, comme les territoires à énergie positive pour la croissance verte.

Orientations et actions

- Labelliser 500 territoires en France **« territoires à énergie positive pour la croissance verte »** et les faire bénéficier d'un soutien de 250 millions d'euros du Fonds de financement de la transition énergétique.
- Mettre en œuvre les **plans climat air énergie territoriaux** et les **schémas régionaux du climat de l'air et de l'énergie.**
- **Ouvrir les données des gestionnaires de réseaux** de gaz et d'électricité, au bénéfice des personnes publiques, et en particulier pour **aider les collectivités dans leur planification en matière d'énergie.**
- **Favoriser l'investissement des acteurs locaux dans la production d'énergie renouvelable**, en soutenant l'investissement participatif dans les appels d'offres.
- **Suivre les enjeux territoriaux d'application de la PPE**, en lien avec le bilan des SRCAE qui sera réalisé au moment de la préparation de la prochaine PPE et avec les démarches de révision des SRCAE qui auront pu être engagées.

Programmation PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

Cadre de la mise en œuvre de la programmation pluriannuelle de l'énergie

LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE pour la CROISSANCE VERTE

Table des matières

1 LE CADRE JURIDIQUE DE LA PPE 3
1.1 La portée normative de la PPE 3
1.2 L'articulation de la PPE avec d'autres documents de planification 4
1.3 Suivi, évaluation et révision de la PPE 5
1.4 Démarche d'élaboration de la PPE 6
2 CONTEXTE INTERNATIONAL ET EUROPEEN 6
3 LES OBJECTIFS DE LA POLITIQUE ENERGETIQUE FRANÇAISE 8
4 DES MARCHES DE L'ENERGIE TRES VOLATILS 11
4.1 L'évolution récente des prix du gaz et produits pétroliers 11
4.2 Le fonctionnement difficile des marchés européens de l'électricité 15
5 UN ACCOMPAGNEMENT PAR LA RECHERCHE ET L'INNOVATION 17
6 LA DYNAMIQUE DES TERRITOIRES 20

1 Le cadre juridique de la PPE

Elaborée par le Gouvernement en concertation avec l'ensemble des parties prenantes, la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) exprime les orientations et priorités d'action des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie sur le territoire métropolitain continental, afin d'atteindre les objectifs de la politique énergétique définis aux articles L. 100-1, L. 100-2 et L. 100-4 du code de l'énergie.

La PPE de métropole continentale est encadrée par les dispositions des articles L.141-1 à L.141-6 du code de l'énergie, modifiés par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Elle remplace, sur un champ plus large et de manière intégrée, les trois documents de programmation préexistants relatifs aux investissements de production d'électricité, de production de chaleur et aux investissements dans le secteur du gaz[1].

La programmation pluriannuelle de l'énergie couvre deux périodes successives de cinq ans. Par exception, la présente programmation porte sur deux périodes successives de respectivement trois et cinq ans, soit 2016-2018 et 2019-2023.

La programmation pluriannuelle de l'énergie regroupe :

- le décret définissant les principaux objectifs énergétiques et les priorités d'action ;
- une synthèse des orientations et actions de la PPE ;
- des volets thématiques relatifs à la maîtrise de la demande d'énergie, à la sécurité d'approvisionnement, à l'offre d'énergie, au développement des infrastructures et de la flexibilité, au développement de la mobilité propre, et aux petites zones non interconnectées de métropole ;
- un volet relatif aux impacts économiques et sociaux de la programmation ;
- une évaluation environnementale stratégique ;
- des annexes techniques comportant notamment les hypothèses utilisées pour les scénarios énergétiques.

1.1 La portée normative de la PPE

Toutes les stratégies et tous les documents de planification qui comportent des orientations sur l'énergie doivent être compatibles avec les orientations formulées dans la PPE.

Il convient de souligner notamment la portée normative de :

- **la fixation des objectifs quantitatifs pour le lancement d'appels d'offres** pour des installations de production d'électricité, pour des capacités d'effacement de consommation électrique, ou pour des investissements permettant l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz ;
- **la définition des orientations** avec lesquelles l'autorisation d'exploiter des nouvelles installations de production électrique, ainsi que le plan stratégique d'EDF, devront être compatibles ;
- **la définition du niveau de sécurité d'approvisionnement** du système énergétique français, via la fixation du critère de défaillance utilisé pour apprécier l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, ou encore des stockages de gaz à maintenir pour la sécurité d'approvisionnement.

[1] Programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité, programmation pluriannuelle des investissements de production d'énergies utilisées pour la production de chaleur, plan indicatif pluriannuel des investissements dans le secteur du gaz.

1.2 L'articulation de la PPE avec d'autres documents de planification

Comme la loi le prévoit, la programmation pluriannuelle de l'énergie s'articule avec différents plans, programmes et stratégies qui déclinent de manière opérationnelle ses priorités d'action. La figure ci-après illustre cette articulation.

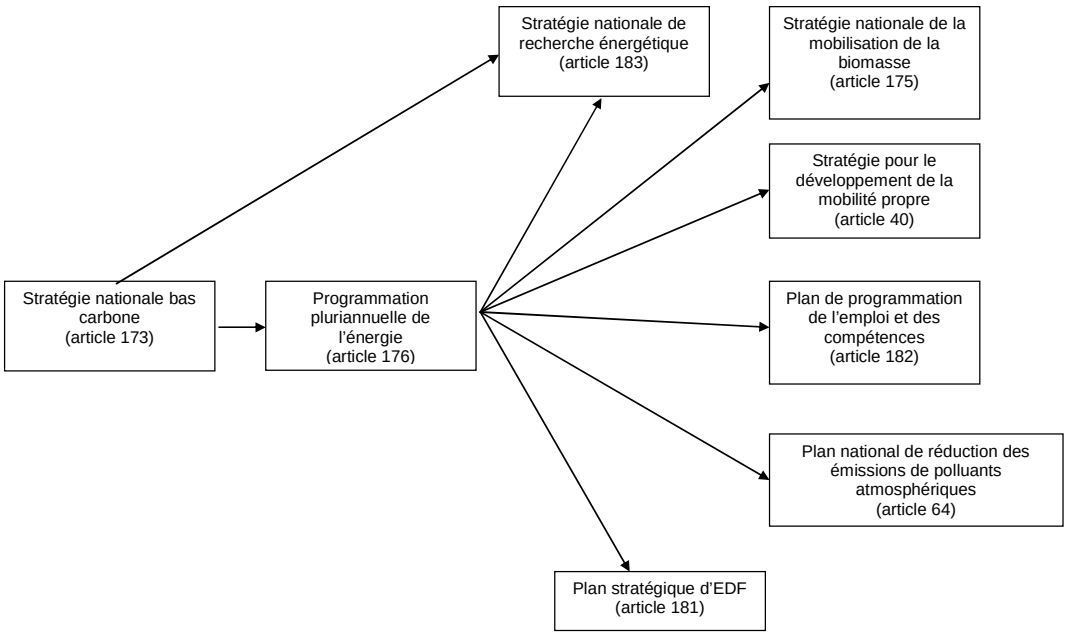


Figure 1. Articulation de la PPE avec d'autres documents de planification

Stratégie nationale bas-carbone et budgets carbone

La stratégie nationale bas-carbone (SNBC) et les budgets carbone, fixés par le décret n°2015-1491 du 18 novembre 2015, s'articulent avec de nombreux documents de programmation par un lien juridique de « prise en compte ». Toutefois, concernant la PPE, celle-ci doit être compatible avec les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre fixés par les budgets carbone, en particulier pour le secteur de l'énergie, ainsi qu'avec la stratégie bas-carbone elle-même. Ce lien implique que la PPE n'inclut pas de mesures directement contraires aux orientations et dispositions de la SNBC. Plus largement, dans ses objectifs et actions opérationnelles, la PPE doit tracer les orientations et moyens pour atteindre les budgets carbone et prendre en compte les orientations définies dans la SNBC (voir ci-dessous partie 3).

Autres plans et stratégies déclinant opérationnellement la PPE

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte crée d'autres documents de programmation nationaux dans le champ des politiques de la transition écologique et énergétique, qui devront s'articuler avec la PPE :

- *La stratégie pour le développement de la mobilité propre*, qui constitue un volet annexé à la présente programmation.
- *La stratégie nationale de mobilisation de la biomasse,* qui a notamment pour objectif de développer l'approvisionnement des installations de production d'énergie, comme les appareils de chauffage domestique au bois, les chaufferies collectives industrielles et tertiaires, les unités de cogénération et de production de biocarburants.
- *Le plan de programmation de l'emploi et des compétences,* qui définira les besoins d'évolution en matière d'emploi et de compétence sur les territoires et dans les secteurs pro-

fessionnels, au regard de la transition écologique et énergétique. La loi prévoit que la PPE comprenne déjà un volet dédié à l'évaluation des besoins de compétences professionnelles dans le domaine de l'énergie et à l'adaptation des formations à ces besoins : la PPE traitera de manière générale ce sujet, qui sera approfondi par le plan de programmation de l'emploi et des compétences.

- *La stratégie nationale de la recherche énergétique*, volet « énergie » de la stratégie nationale de recherche, qui prendra en compte les orientations définies par la SNBC et la PPE.
- *Le plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques (PREPA)* : la politique énergétique et la PPE doivent contribuer à l'atteinte des objectifs de réduction de la pollution atmosphérique définis par le PREPA. Même si le PREPA n'est pas approuvé avant l'approbation de la PPE, cette dernière a pris en compte les orientations de la politique de protection de la qualité de l'air lors de son élaboration.

Schémas régionaux traitant du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE et SRADDET)

Au niveau régional, les enjeux climat, air, énergie sont traités dans des schémas régionaux de manière intégrée. La loi n° 2015-991 du 7 août 2015 portant nouvelle organisation territoriale de la République qui fait, hors Île-de-France, des thématiques couvertes jusqu'ici par les schémas régionaux climat-air-énergie (SRCAE) une composante des schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité du territoire (SRADDT/SRADDET), renforce encore l'intégration de la réflexion avec d'autres dimensions de l'aménagement du territoire. Les futurs SRADDET traitent ainsi d'un champ plus vaste des politiques publiques, y compris à des horizons plus lointain que la PPE.

Sans être liés juridiquement, la PPE et les SRCAE et SRADDET ont vocation à s'alimenter mutuellement dans leurs différentes versions successives : avant l'échéance de la première période de la présente PPE, soit avant fin 2018, le comité d'experts devra rendre un avis sur cette programmation et élaborer une synthèse des SRCAE (article L.141-4 du code de l'énergie). Cette analyse contribuera à l'élaboration de la prochaine PPE et des prochains SRADDET (SRCAE en Île-de-France), qui devront être réalisés à la même période vers 2018, permettant d'organiser des interactions dans la démarche d'élaboration.

1.3 Suivi, évaluation et révision de la PPE

Un processus itératif

La présente PPE porte sur les deux périodes 2016-2018 et 2019-2023. Elle sera révisée d'ici fin 2018 puis tous les cinq ans, selon les mêmes modalités que la première programmation, et portera à chaque fois sur deux périodes de cinq ans, les orientations et objectifs pour la deuxième période étant précisés ou révisés à la programmation suivante.

Avant fin 2018, le comité d'experts pour la transition énergétique mentionné à l'article L.145-1 du code de l'énergie rendra un avis sur la mise en œuvre de la présente programmation, qui permettra d'analyser l'atteinte des objectifs et de contribuer, en amont, à la révision de la PPE. Après remise de cet avis et de la synthèse des SRCAE, la nouvelle PPE sera soumise aux consultations citées précédemment, élargies au comité national de la distribution d'électricité et au comité de gestion de la CSPE.

L'évaluation de l'atteinte des objectifs

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit une évaluation des objectifs fixés au I. de l'article L. 100-4 du code de l'énergie :

« *L'atteinte des objectifs définis au I du présent article fait l'objet d'un rapport au Parlement déposé dans les six mois précédant l'échéance d'une période de la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionnée à l'article L. 141-3. Le rapport et l'évaluation des politiques publiques engagées en application du présent titre peuvent conduire à la révision des objectifs de long terme définis au I du présent article* ».

En outre, l'article D. 141-2 du code de l'énergie, pris en application de l'article L.141-6 du même code, fixe les modalités d'évaluation de l'atteinte des objectifs de la PPE. Cette évaluation sera opérée au travers :

- D'un rapport présenté tous les deux ans au Conseil Supérieur de l'Energie, au Conseil national de la transition écologique et au comité d'experts pour la transition énergétique, examinant l'évolution des indicateurs de suivi définis dans la PPE ;
- Du rapport au Parlement mentionné ci-dessus sur l'atteinte des objectifs définis au I. de l'article L. 100-4 du code de l'énergie, déposé dans les six mois précédant l'échéance d'une période de la PPE (cf. II de l'article L. 100-4).

Les indicateurs retenus pour le suivi et l'évaluation de la PPE sont présentés en annexe. Ces indicateurs feront l'objet d'un suivi annuel et seront présentés chaque année au Conseil national de la transition écologique (CNTE).

La révision simplifiée

L'article D. 141-1-1 du code de l'énergie définit les modalités de la révision simplifiée de la PPE, qui vise à faciliter des modifications mineures du document pendant la période de 5 ans entre deux révisions, afin notamment de tenir compte des évolutions du contexte énergétique ou des écarts entre les résultats obtenus et les objectifs visés.

Dans le cadre de cette procédure simplifiée, la durée de la programmation n'est pas modifiée (lors d'une révision complète, la PPE porte sur la fin de la période en cours plus deux périodes de cinq ans), les consultations sont allégées et adaptées aux enjeux, et la modification fait l'objet d'une analyse quant à la nécessité d'une nouvelle évaluation environnementale ou d'une actualisation de l'évaluation initiale.

1.4 Démarche d'élaboration de la PPE

La programmation pluriannuelle de l'énergie a été élaborée à partir de mars 2015 en associant de très nombreux acteurs :

- un comité de suivi, composé principalement des structures membres du Conseil national de la transition écologique et du Conseil supérieur de l'énergie, a été constitué pour échanger sur les modalités d'élaboration de la PPE ainsi que ses principales orientations ;
- 22 ateliers de travail ont été organisés entre fin mars et début juin 2015, sur l'ensemble des thématiques abordées par la PPE. Plus de 800 personnes ont participé à ces ateliers, plus d'une centaine présentations ont été réalisées et 70 contributions écrites ont été partagées ;
- un atelier spécifique a été organisé en décembre 2015 sur la question de la stratégie de développement de la mobilité propre.

En outre, le présent projet de PPE a pris en compte les avis recueillis auprès :

- du Conseil national de la transition écologique ;
- du Conseil supérieur de l'énergie ;
- de l'Autorité environnementale ;
- du comité d'experts pour la transition énergétique mentionné à l'article L.145-1 du code de l'énergie ;
- du public, plus de 5000 contributions ayant été émises lors de la consultation publique organisée du 15 septembre au 15 octobre 2016

2 Contexte international et européen

Documents de référence :

- ⇨ ***Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques***
- ⇨ ***Conclusions du Conseil européen des 23 et 24 octobre 2014***

La France s'est engagée aux plans international et européen à lutter contre le changement climatique. Elle est signataire de la Convention Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC ou UNFCCC en anglais), adoptée à Rio de Janeiro en 1992 visant à éviter les impacts anthropiques dangereux pour le climat. Elle a ratifié le protocole de Kyoto de 1997 qui a constitué la pièce maîtresse de la mise en œuvre de cette Convention. La France a soutenu l'idée que l'accord post-2020 soit un accord universel et applicable à toutes les Parties, afin de répondre efficacement et à l'échelle mondiale au problème du changement climatique. Établir cet accord était l'objectif de la 21ème Conférence des Parties de la Convention-cadre des Nations unies sur les changements climatiques (COP21/CMP11), accueillie et présidée par la France en décembre 2015.

La COP21 s'est conclue par l'adoption, par consensus, de l'Accord de Paris. Il s'agit d'un accord universel, juste, différencié, durable, dynamique, équilibré et juridiquement contraignant. Il fixe pour objectif de contenir la hausse des températures bien en deçà de 2°C, et de s'efforcer de la limiter à 1,5°C. Il appelle pour cela à un pic des émissions de gaz à effets de serre le plus tôt possible et à la neutralité des émissions dans la deuxième moitié du siècle. Il prévoit que chaque pays mette à jour tous les 5 ans, de façon toujours plus ambitieuse, sa contribution nationale. Un bilan collectif aura également lieu tous les 5 ans afin de faire le point sur les engagements des pays.

S'agissant des financements, l'accord met en œuvre une obligation pour les pays développés de fournir et mobiliser des financements qui devront progressivement augmenter. Il reconnaît que les fonds publics doivent constituer une part significative des financements consacrés au climat. La décision qui accompagne l'accord maintient jusqu'en 2025 l'engagement d'un financement de 100 milliards de dollars par an, qui servira de base à une cible financière plus ambitieuse.

S'agissant de la transparence, un cadre renforcé est mis en place. Il permettra de construire la confiance entre les pays, et de s'assurer de l'efficacité de l'accord. Ce cadre s'appliquera à tous, en tenant compte des capacités des pays.

Après avoir été signé par 175 pays le 22 avril 2016 à New York, l'Accord de Paris a été ratifié en moins d'un an par plus de 55 pays représentant plus de 55 % des émissions de gaz à effet de serre, et est rentré en vigueur le 4 novembre 2016.

Au plan européen, la France soutient l'objectif de l'Union européenne de réduire de 80 à 95 % ses émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2050, par rapport à leur niveau de 1990, afin de contenir le réchauffement global à 2°C. Elle a ainsi confirmé dans la loi du 17 juillet 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte son objectif de division par quatre de ses émissions à l'horizon 2050.

A l'horizon 2020, elle partage les trois grands objectifs fixés par l'Union Européenne :

- la réduction de 20 % des émissions de gaz à effet de serre par rapport à 1990, au travers notamment du système communautaire d'échange de quotas d'émissions (EU ETS pour *European Union Emissions Trading Scheme*).
- la réduction de 20 % de la consommation énergétique européenne par rapport à l'augmentation tendancielle ;
- et une part de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie totale (23% pour la France).

Les conclusions du Conseil européen des 23 et 24 octobre 2014 soutenues par la France permettent d'entériner les grands objectifs d'un accord sur le cadre énergie-climat européen à horizon 2030 :

- **réduction des émissions de gaz à effet de serre domestiques de l'Union d'au moins 40 % en 2030 par rapport à 1990 ;**
- **objectif d'au moins 27 % d'énergie renouvelable dans sa consommation énergétique, qui sera contraignant au niveau européen ;**
- **objectif d'efficacité énergétique de 27 %. Un réexamen est prévu d'ici 2020 pour, le cas échéant, porter cet objectif à 30%.**

Enfin, la Commission européenne a proposé un cadre stratégique pour le projet d'Union de l'énergie dans une communication de février 2015, et présenté un premier état de l'Union de l'énergie en novembre 2015. Cette démarche vise à doter l'Union européenne d'une stratégie intégrée qui décline de manière cohérente cinq piliers de la politique énergétique :

- la sécurité énergétique, la solidarité et la confiance,

- la pleine intégration du marché européen de l'énergie,
- l'efficacité énergétique comme moyen de modérer la demande,
- la décarbonation de l'économie,
- la recherche, l'innovation et la compétitivité.

La Commission a également annoncé sa volonté de mettre en place un processus de gouvernance spécifique à l'énergie, dont les modalités précises restent à définir. Ce processus prévoit notamment la réalisation de **plans nationaux énergie-climat** abordant les cinq axes de l'Union de l'énergie, qui remplaceraient les différents plans sectoriels remis par les Etats-membres (par exemple le plan national d'actions en matière d'énergies renouvelables et le plan national d'action pour l'efficacité énergétique). La stratégie nationale bas-carbone et la présente PPE constituent cette planification nationale intégrée pour la France.

Au-delà de ce cadre stratégique, le programme de travail législatif annoncé par la Commission européenne, afin d'atteindre les objectifs du cadre énergie-climat 2030, comprend de très nombreuses initiatives dont :

- une révision de la directive ETS ;
- une décision sur la répartition entre les Etats-membres de l'effort de réduction des émissions de gaz à effet de serre sur les secteurs hors ETS ;
- une révision du règlement européen sur la sécurité d'approvisionnement en gaz et de la directive relative à la sécurité d'approvisionnement en électricité ;
- une révision des directives relatives à l'étiquetage énergétique des produits ;
- une révision des directives relatives à l'efficacité énergétique et à la performance énergétique des bâtiments ;
- un texte législatif concernant l'organisation des marchés de l'électricité ;
- une révision de la directive relative aux énergies renouvelables.

La politique énergétique nationale s'intègre donc dans un cadre européen en forte évolution, qui concerne l'ensemble des axes de cette politique et aura une influence importante sur notre cadre national. Les orientations définies par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte ainsi que celles de la présente PPE contribueront à nourrir les positions françaises sur ces réformes, qui devront être prises en compte dans les prochaines PPE.

3 Les objectifs de la politique énergétique française

Document de référence :
- ⇨ ***Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte.***

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte définit en son article premier les objectifs de la politique énergétique :

- favoriser l'émergence d'une économie compétitive et riche en emplois grâce à la mobilisation de toutes les filières industrielles, notamment celles de la croissance verte ;
- assurer la sécurité d'approvisionnement et réduire la dépendance aux importations ;
- maintenir un prix de l'énergie compétitif et attractif au plan international et permet de maîtriser les dépenses en énergie des consommateurs ;
- préserver la santé humaine et l'environnement, en particulier en luttant contre l'aggravation de l'effet de serre et contre les risques industriels majeurs, en réduisant l'exposition des citoyens à la pollution de l'air et en garantissant la sûreté nucléaire ;
- garantir la cohésion sociale et territoriale en assurant un droit d'accès de tous à l'énergie sans coût excessif au regard des ressources des ménages ;
- lutter contre la précarité énergétique ;
- contribuer à la mise en place d'une Union européenne de l'énergie.

La loi définit également des objectifs quantifiés qui constituent ainsi un approfondissement des engagements internationaux et européens de la France évoqués précédemment et fixent des objectifs précis à l'horizon 2030 et 2050 :

- réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030 et diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050. Par rapport au niveau de 1990 (548 Mt CO2eq), le niveau de 2014 (459 MtCO2eq) est en baisse de 16,3 %. La trajectoire est précisée dans les budgets carbone ;
- réduire la consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport à la référence 2012, en visant un objectif intermédiaire de 20 % en 2030. Par rapport au niveau de 2012 (155,1 Mtep), le niveau de 2015 est en baisse de 3,8 % (149,2 Mtep) ;
- réduire la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à la référence 2012, en modulant cet objectif par énergie fossile en fonction du facteur d'émissions de gaz à effet de serre de chacune. Par rapport au niveau de 2012 (129,3 Mtep), le niveau de 2014 est en baisse de 5,6 % (122,08 Mtep) ;
- augmenter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de cette consommation en 2030. En 2030, les énergies renouvelables doivent représenter 40 % de la production d'électricité, 38 % de la consommation finale de chaleur, 15 % de la consommation finale de carburant et 10 % de la consommation de gaz. En 2014, les énergies renouvelables représentaient 14,6 % de la consommation finale brute d'énergie ;
- réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025. En 2015, le nucléaire représentait 76,3 % de la production d'électricité ;
- multiplier par cinq la quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid à l'horizon 2030.

La Stratégie nationale bas carbone et les budgets carbone fixés par le décret du 18 novembre 2015 constituent la stratégie française de la transition vers une économie bas carbone et un cadre pour la programmation pluriannuelle de l'énergie, pour atteindre les objectifs fixés par la loi.

La PPE devra notamment être compatible avec les orientations suivantes de la SNBC, relatives à la production d'énergie :

« A. Maîtrise et régulation de la demande :

- *Développer l'efficacité énergétique, en focalisant autant que possible les efforts sur les sources carbonées.*
- *Electrification des usages.*
- *Atténuer les pointes de consommation électrique saisonnières et journalières, afin de limiter le recours aux moyens de production carbones pour y répondre, et pour cela :*
    - *Développer l'effacement et le pilotage de la demande (fixation par la PPE d'un objectif de développement des effacements, utilisation des opportunités offertes par le déploiement des compteurs communicants Linky) ;*
    - *Soigner les articulations avec les autres politiques publiques dans les choix faits sur l'évolution des différents vecteurs énergétiques, en particulier dans les incitations à des transferts d'usage vers le vecteur électrique, afin de conserver voire d'amplifier la capacité de pilotage de la demande électrique (ex : déploiement des véhicules électriques et pilotage des recharges pour éviter une pointe de consommation électrique carbonée, réduction de la thermosensibilité de la consommation électrique et donc de la part du chauffage électrique dans les logements…)*

B. Décarbonation et flexibilité du mix énergétique :
B.1 Production d'électricité

- *Maitriser les investissements dans les centrales thermiques fossiles, compte-tenu de la durée de vie de ces équipements et de l'ambition des objectifs fixes :*
    - *Des précautions devront être prises pour que les installations ayant vocation a couvrir les pointes ne soient pas amenées à fonctionner certaines années en semi-base (la loi de transition énergétique pour la croissance verte prévoit un plafonnement de leurs heures de fonctionnement afin de respecter des valeurs limites d'émissions de GES fixées par décret) ;*
    - *Pour assurer les besoins de semi-base, il convient d'éviter un investissement dans de nouveaux moyens thermiques a combustible fossile qui ne seraient pas utiles à*

moyen terme compte tenu de la croissance des énergies renouvelables (EnR), et risqueraient au contraire de freiner leur développement ;

- *En ce qui concerne la cogénération au gaz naturel, privilégier des investissements permettant une flexibilité et une transformation ultérieure aisée vers la cogénération à partir de ressources renouvelables ;*
- *Prévoir la possibilité du déploiement de système de capture et stockage du carbone pour les centrales fossiles qui auront vocation à fonctionner à l'horizon 2050 (au besoin en retrofit), en tenant compte des possibilités de stockage dans les choix de localisation des installations.*

➔ *Les besoins de nouveaux moyens thermiques seront pilotes de manière précise par les PPE en fonction des orientations prises sur les autres filières, des objectifs de sécurité d'approvisionnement (auxquels contribue déjà le marché de capacité) et du besoin de flexibilité du système électrique, dans le respect des budgets carbone.*

- *Améliorer la flexibilité du système sans augmenter les émissions :*

  L'intégration des EnR va nécessiter à terme un besoin accru de flexibilité ; pour y répondre et assurer la sécurité d'approvisionnement, production de pointe, pilotage de la demande, stockage et interconnexions seront à combiner et optimiser ;
  - *Développer la capacité de flexibilité de la filière hydraulique, car cette filière EnR permet une importante production de pointe ;*
  - *Développer les réseaux intelligents et le stockage en s'assurant d'un déploiement correspondant au besoin : stockage hebdomadaire pour faire face à l'intermittence de l'éolien a l'horizon 2030, stockage journalier pour gérer la production photovoltaïque après 2030 lorsqu'elle atteindra des niveaux significatifs ; développer aussi les transferts entre systèmes énergétiques (power-to-gas, power-to-heat) ;*
  - *Développer les interconnexions avec nos pays voisins pour maximiser le foisonnement de production des énergies renouvelables, en cohérence avec la mise en œuvre de la stratégie européenne pour l'Union de l'Energie.*

(…)

B.2 Production des réseaux de chaleur

- *Orienter la production vers la chaleur renouvelable et la récupération de chaleur : notamment par les EnR thermiques (ex. biomasse, géothermie, …) et la récupération de chaleur fatale (chaleur issues des processus industriels ou de l'inertie des bâtiments) ;*
- *Développer les réseaux de chaleur urbains, afin de permettre un recours accru aux énergies renouvelables et de récupération pour le chauffage.*

L'objectif global est de 38 % de chaleur consommée d'origine renouvelable en 2030 et de multiplier par 5 la quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid en 2030 par rapport a 2012.

(…)

B.3 Volet européen et international

- *Système communautaire d'échange de quota d'émission (EU ETS)*

  La maîtrise des émissions de la production d'énergie est tout d'abord pilotée via le système communautaire d'échange de quotas d'émissions. Celui-ci fonctionnant à l'échelle européenne, il ne fait pas l'objet de recommandations spécifiques au sein de la stratégie nationale bas-carbone.

  Le pilotage de la baisse des émissions dans le secteur dépend essentiellement de l'évolution des cibles fixées par le système européen ETS et ne peut être envisagé qu'au niveau européen. Des politiques nationales sont toutefois indispensables pour accompagner les évolutions attendues du mix énergétique français, en coopération avec nos voisins électriques.
- *Raffinage*

  Au-delà de la réduction de la demande en produits pétroliers, atténuer les émissions de GES des raffineries demande une coopération internationale accrue. En effet, le secteur est soumis a une forte compétition internationale. La réduction de la teneur en soufre dans les carburants nécessite une consommation d'énergie accrue. De plus, l'augmentation des vo-

lumes de bruts de « mauvaise qualité » sur les marchés pourrait conduire le secteur à augmenter ses émissions par litre de produit traité. Compte tenu de ces éléments, il est nécessaire de veiller à ce que les mesures prises afin de diminuer les émissions du secteur ne conduisent pas simplement à délocaliser la production de nos produits pétroliers à l'étranger. Une vision globale, au-delà du seul périmètre national, est nécessaire. »

La PPE devra également permettre de respecter la déclinaison indicative des budgets carbone définis pour le secteur de la production d'énergie, soit des émissions annuelles de 55 millions de tonnes d'équivalent CO2, et contribuer à une baisse suffisamment importante des émissions de GES liées à la combustion d'énergie pour rendre possible le respect des budgets carbone à l'échelle de l'économie française.

Il convient de signaler que les différents objectifs évoqués ci-dessus, tout comme les objectifs des plans nationaux d'action, s'appliquent au périmètre de la France entière, alors que la présente PPE ne concerne que la métropole continentale. Il est donc nécessaire d'additionner les objectifs de l'ensemble des PPE pour évaluer l'atteinte des objectifs nationaux.

4 Des marchés de l'énergie très volatils

Documents de référence :
- ⇨ ***Observatoire des marchés de l'électricité et du gaz (CRE)***
- ⇨ ***Panorama Energies-Climat « Les marchés pétroliers et gaziers mondiaux et la sécurité d'approvisionnement », 2015***
- ⇨ ***Panorama 2015 « Le point sur - Contexte pétrolier 2014 et tendances » et « Le point sur : Tendances à court terme de l'industrie gazière », IFP énergies nouvelles***

Les marchés de gros de l'énergie présentent des caractéristiques assez différentes selon les énergies : alors que le marché des produits pétroliers est aujourd'hui largement mondialisé, les contraintes de transport pour le gaz et plus encore pour l'électricité donnent à ces marchés une nature essentiellement régionale.

Au cours des dernières années, la volatilité s'est accrue sur tous ces marchés, augmentant le risque pour les investisseurs et affaiblissant les signaux nécessaires à l'investissement à moyen et long termes.

Cette situation renforce l'intérêt des politiques d'efficacité énergétique et de développement des énergies renouvelables, afin de diminuer la dépendance énergétique nationale et l'impact des fluctuations des prix des énergies importées (essentiellement le gaz et les hydrocarbures), et ce même si la baisse récente du prix des énergies fossiles dégrade momentanément l'intérêt économique de ces politiques.

4.1 L'évolution récente des prix du gaz et produits pétroliers

Les prix à la consommation des produits pétroliers (carburants, combustibles) en France et en Europe reflètent pour l'essentiel l'évolution des cotations internationales des produits raffinés, très directement liée au cours du pétrole brut. Par ailleurs, les achats des produits raffinés se faisant en dollar au niveau international, la parité de l'euro par rapport à la monnaie américaine joue un rôle crucial dans la détermination des prix en France. Les cours du pétrole brut ont connu une forte baisse depuis 2014, qui reflète la conjonction d'un ralentissement de la croissance de la demande mondiale et d'une forte progression de la production en Amérique du Nord, conséquence de l'exploitation des hydrocarbures non conventionnels.

L'évolution des prix du pétrole dans les années à venir est très incertaine[2]. A court terme, la l'excès d'offre et les incertitudes sur le rythme de la croissance mondiale ont conduit à une forte baisse des prix du pétrole. La baisse des prix devrait à terme conduire à réduire l'offre (réduction du nombre de forages observée par exemple en Amérique du nord), et donc à stabiliser les marchés. A

[2] Dans le rapport de l'AIE « Energy outlook 2015 », le prix du pétrole varie entre 50 $/bl et 80 §/bl en 2020 en fonction des scénarios.

moyen terme, les principaux déterminants de l'évolution des prix seront notamment le rythme de la croissance mondiale, les aléas géopolitiques et les progrès technologiques favorisant à la fois la mise en production de nouveaux gisements et la réduction des consommations.

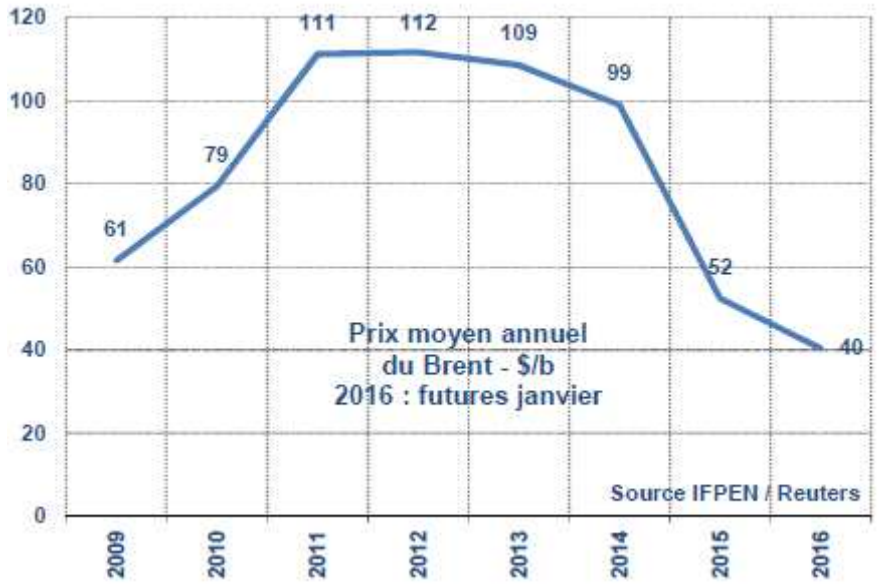


Figure 2. Cours du Brent : bilan 2015 – tendances 2016

Le cours du Brent s'est établi à 52 $/b en moyenne en 2015, en retrait de 47 % par rapport à 2014 (99 $/b). Le contexte géopolitique troublé a peu pesé en dehors des inquiétudes en début d'année suite à l'intervention armée de l'Arabie Saoudite et de ses alliés au Yémen à partir du 26 mars. L'excès d'offre par rapport à la demande a constitué le déterminant majeur des marchés, le prix du Brent qui a évolué à moins de 50 $ après août tombant à 38 $ en décembre. La confirmation de la politique OPEP de défense de ses parts de marchés et le recul modéré de la production américaine sont à l'origine de cette pression baissière sur le prix. Sur la base des marchés à terme, les anticipations pour 2016 évoluent entre 40 et 60 $/b depuis août 2015. Les principaux facteurs d'influence du prix seront : 1/ le niveau de la croissance économique mondiale, potentiellement « décevante et inégale » d'après le FMI; 2/ les exportations iraniennes susceptibles de se renforcer d'au moins 0,5 Mb/j après la levée des sanctions internationales ; 3/ le niveau du recul de la production américaine sous l'effet de la baisse de l'activité de forage ; 4/ les effets de la baisse des investissements amont ; 5/ l'évolution ou non de la politique OPEP, figée depuis fin 2014 ; 6/ enfin l'influence des tensions régionales croissantes au Moyen Orient sur la production. Si l'on s'en tient au seul équilibre offre/demande, un début de rééquilibrage du marché est envisageable fin 2016, ce qui pourrait se traduire par une pression progressive sur le prix.

Source : Guy Maisonnier – IFPEN, Focus Gaz, lettre d'information sur les marchés internationaux du gaz naturel – DGEC-IFP énergies nouvelles, 8 janvier 2016

Le marché européen du gaz, l'un des trois grands marchés mondiaux avec l'Amérique du Nord et l'Asie, est fortement importateur (depuis la Russie, l'Algérie, la Norvège, le Qatar) avec une production locale déclinante, où les prix sont compris habituellement entre 15 et 30€/MWh selon les types de contrat. Une large part des importations de gaz en Europe se fait dans le cadre de contrats à long terme, mais les volumes échangés sur les marchés de gros progressent : leur liquidité s'est fortement accrue au cours des dernières années.

Après avoir fortement baissé en 2009, dans le sillage des prix du pétrole, les prix du gaz sur les marchés de gros européens se sont redressés, et évoluent depuis 2011 dans une fourchette comprise entre 20 et 30€/MWh. **Depuis mi-2014, on observe une nouvelle baisse des prix, dans un contexte marqué par la réduction de la demande de gaz pour la production d'électricité, les**

programmes d'efficacité énergétique, et un environnement économique toujours peu favorable.

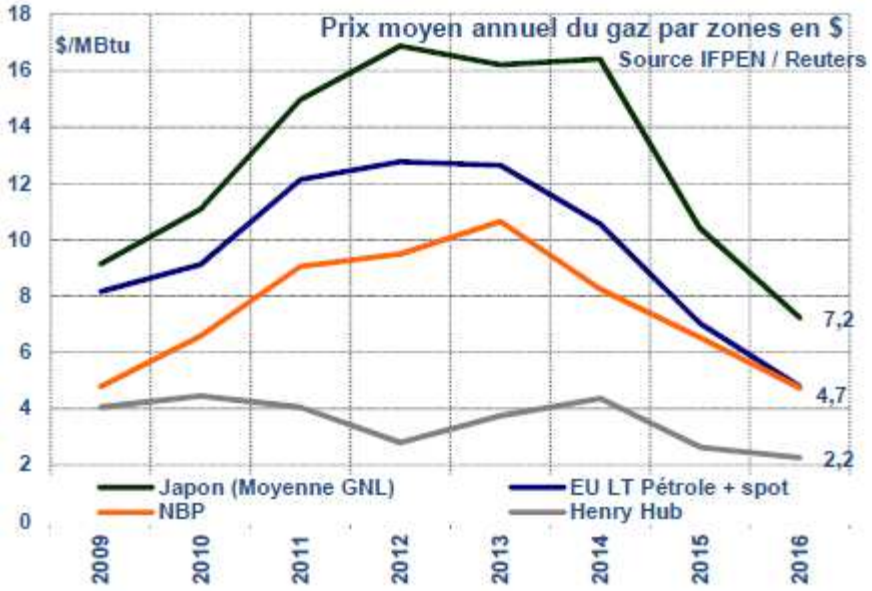


Figure 3. Cours du gaz en $: bilan 2015 – tendances 2016

NBP (cours du gaz NBP – National Balancing Point coté sur la bourse londonienne de l'IPE – International Petroleum Exchange) : 15/19 €/MWh en 2016 (20 €/MWh ; 6,5 $/MBtu en 2015)

Le prix NBP a atteint 20 €/MWh en 2015, en recul de 5 % par rapport à 2014, poursuivant un mouvement de fond initié début 2013 (27 €/MWh) avant même l'effondrement du prix du pétrole de mi-2014. Exprimé en dollars, il se situe à 6,5 $/MBtu, en baisse de 21 % du fait de la faiblesse de l'euro (- 16 % en 2015). L'année 2015 aura été marquée, au Royaume-Uni, par la compétitivité retrouvée du gaz par rapport au charbon pourtant en forte baisse (-25 % en $/t ou -9 % en €/t). Ce regain de compétitivité du gaz est dû en partie à la hausse de la « Carbon Tax Support », fixée depuis avril 2015 à 18 £/tCO2, soit 25 €/tCO2, contre 9,5 £/tCO2 en 2014. Cette taxe a aussi pour effet de soutenir le prix de l'électricité ce qui assure la rentabilité des centrales électriques au gaz. Cette situation n'est pas observée en Europe continentale, le prix du CO2 évoluant en 2015 à seulement 8 €/tCO2 en moyenne. Les marchés à terme tablent début janvier sur un prix NBP à nouveau en baisse en 2016 l'estimant à environ 15 €/MWh, soit 4,7 $/MBtu, proche des conditions prévalant en 2009/2010. Une hausse vers le prix d'équivalence avec le charbon de 18 €/MWh (5,7 $/MBtu) reste envisageable, avec des dépassements possibles en cas de tensions sur le marché (hiver rigoureux, etc.).

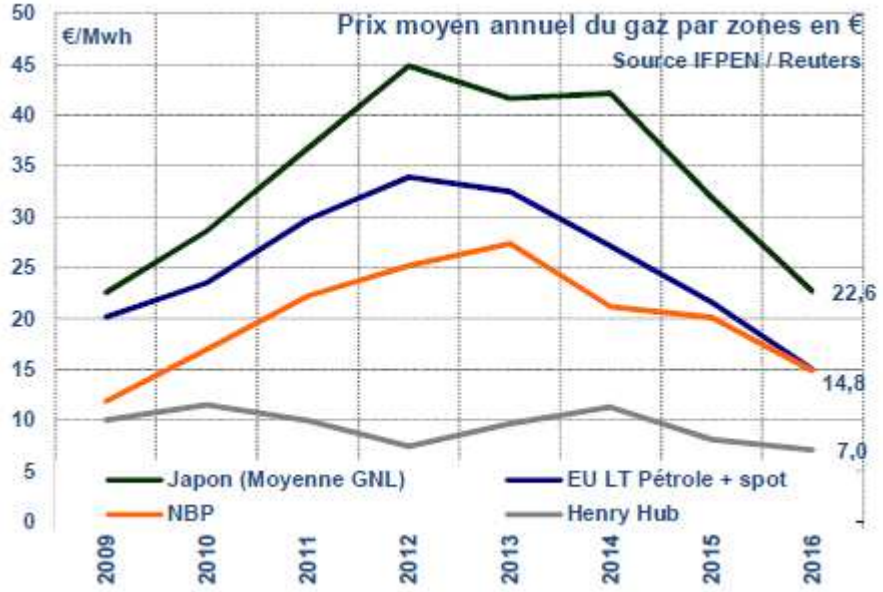


Figure 4. Cours du gaz en € : bilan 2015 – tendances 2016

Prix Long terme indexés : 15-19 €/MWh en 2016

Le prix long terme (indexation mixte pétrole et marché spot NBP pour 77 %) pourrait se situer en 2016 à environ 15 €/MWh (4,7 $/MBtu), ce qui représenterait un recul de 29 % par rapport à 2015 (21,1 €/MWh). Cette évolution prend en compte les tendances attendues en janvier sur le pétrole (40 $/b en 2016) et sur l'Euro (-2 % à 1,09 $). Dans l'hypothèse d'une hausse du prix du pétrole vers les 55/60 $/b, le prix long terme pourrait se rapprocher des 19 €/MWh (6 $/MBtu). Il convient de noter la convergence nouvelle des prix spots et des prix indexés dans les contrats long terme. Ils définissaient auparavant le prix plafond en période de tensions.

Henry Hub (Le prix du Henry Hub est utilisé comme référence pour le prix du gaz naturel en Amérique du Nord par les contrats du NYMEX (New York Mercantile Exchange): 2,2 à 3,1 $/MBtu en 2016 (2,6 $/MBtu en 2015)

Le prix Henry Hub a atteint 2,6 $/MBtu en 2015, en recul de près de 40 % sur un an. C'est un prix historiquement bas, plus faible encore que le minimum de 2012 (2,8 $/MBtu). La pression baissière reflète la hausse continue de la production américaine désormais estimée à 775 Gm3 (74,9 Bcfd) en 2015 (+6 % par rapport à 2014). La progression est spectaculaire, plus 170 Gm3 en cinq ans, soit l'équivalent du total canadien, et plus 260 Gm3 sur dix ans, soit presque une « demie Russie » (580 Gm3). Pour 2016, l'EIA envisage une progression vers les 790 Gm3, ce qui signifierait l'autonomie gazière des Etats-Unis alors que le taux de dépendance de ce pays se situait à 14/17 % avant 2007. Le prix moyen anticipé pour 2016 s'aligne sur ce contexte d'abondance et évolue entre 2,2 et 3 $/MBtu depuis six mois. Il reste une incertitude sur l'effet de la baisse de l'activité de forage (54 % en un an) sur la production. Une croissance plus modeste que prévue de la production n'est pas à exclure, ce qui pourrait soutenir le prix. Si l'on retient une moyenne 2016 de 2,6 $/MBtu comme en 2015, le coût du GNL exporté se situerait à 5/7,6 $/MBtu vers l'Asie et à 3,7/6,4 $ vers l'Europe, en tenant compte ou non des charges fixes mais en incluant les coûts de transport. Ce sont des prix compétitifs avec les conditions attendues en Asie (7,2 à 8,6 $/MBtu) et en Europe (4,8 à 6 $/MBtu) sur la base d'un prix du pétrole de 40 à 60 $/b. Les premières exportations américaines de GNL vont débuter en 2016. Elles pourraient atteindre 6,7 Gm3 (0,55 Bcfd) d'après l'EIA.

Source : Guy Maisonnier – IFPEN, Focus Gaz, lettre d'information sur les marchés internationaux du gaz naturel – DGEC-IFP énergies nouvelles, 8 janvier 2016

L'évolution des prix européens du gaz reste très incertaine, sous l'effet notamment de l'évolution de la production européenne (qui pourrait diminuer plus rapidement que prévu, notamment aux Pays-

Bas), des actions de maîtrise de la demande, ou encore de l'évolution de la demande de gaz pour la production d'électricité (liée à la compétitivité relative du gaz et du charbon et donc au prix du CO2).

4.2 Le fonctionnement difficile des marchés européens de l'électricité

Documents de référence :
- ⇨ ***Rapport d'accompagnement de la proposition de règles pour le mécanisme de capacité, RTE, avril 2014.***
- ⇨ ***La crise du système électrique européen - diagnostic et solutions, Commissariat général à la stratégie et à la prospective, janvier 2014.***

Le marché de gros de l'électricité correspond aux échanges d'électricité entre les producteurs, des intermédiaires grossistes (courtiers, traders) et les fournisseurs. Les échanges peuvent prendre place sur des marchés organisés (des bourses d'électricité où l'ensemble de l'offre et de la demande est agrégé de façon à obtenir un prix unique pour l'ensemble des acteurs ou bien sur les marchés de gré à gré.

Les marchés de court terme, pour livraison le lendemain ou le jour même, permettent aux acteurs d'équilibrer ou de rééquilibrer leur périmètre d'injection afin de parer aux éventuels aléas. Les moyens de production sont généralement appelés suivant leur ordre de préséance économique, optimisant ainsi l'utilisation du parc électrique.

Même si les marchés de court terme fonctionnent bien, les marché à terme, pour livraison différée, connaissent des difficultés qui se traduisent dans les prix de gros de l'électricité. Ces derniers se caractérisent depuis leur création par une assez forte volatilité : en France, les prix de gros, d'abord relativement bas, ont connu une forte instabilité en 2008, dépassant 80€/MWh, avant de se stabiliser entre 50 et 60€/MWh jusqu'en 2013. Depuis 2013, on observe une baisse sensible des prix de gros, désormais régulièrement inférieurs à 40€/MWh, voire à 30€/MWh dans les premiers mois de 2016.

Cette baisse sensible des prix sur ces marchés en France[3], mais aussi dans la plupart des Etats européens, s'explique par la combinaison de plusieurs effets :

- la baisse du prix des combustibles (notamment du charbon) et des quotas de CO_2 (jusqu'à 2014 pour ceux-ci) ;
- les efforts de maîtrise de la consommation et la persistance de la crise économique en Europe : après correction climatique, la consommation française d'électricité stagne depuis quatre ans. La douceur des météos récentes amplifie conjoncturellement la baisse de consommation. Ce phénomène se retrouve à l'échelle européenne, où la consommation d'électricité stagne voire régresse dans la majorité des pays (elle a diminué en moyenne de 2,6 % entre 2010 et 2013) ;
- le développement important des capacités de production, renouvelables comme fossiles : selon ENTSO-E[4], le total des capacités renouvelables et fossiles est passé de 318 GW en 2004 à 352 GW en 2009 puis 463 GW en 2014.

[3] -27% sur le prix des produits calendaires depuis 3 ans.
[4] ENTSO-E (« European Network of Transmission System Operators for Electricity ») est l'association de 41 gestionnaires de réseaux de transport d'électricité interconnectés de l'Europe continentale (ouest et centre).

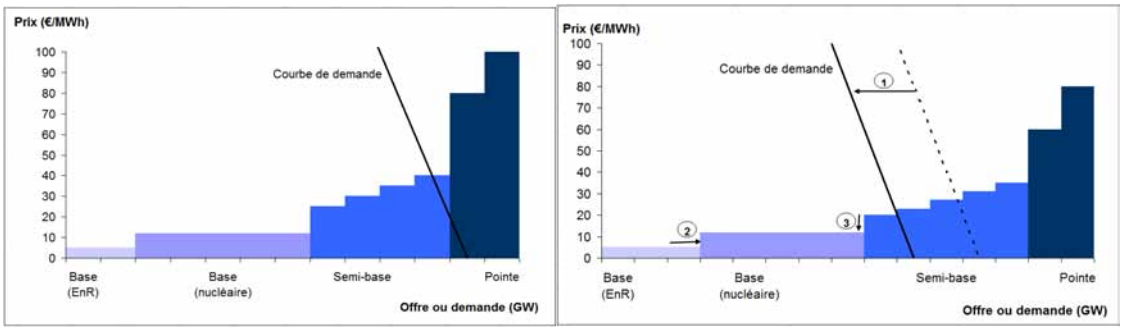


Figure 5. Illustration des effets mentionnés ci-dessus sur l'ordre de préséance économique et les prix de l'électricité au croisement entre l'offre et la demande (la figure n'est pas à l'échelle)

A gauche : situation initiale. A droite : situation actuelle après prise en compte des effets 1, 2 et 3.

L'évolution de la production annuelle électrique totale des pays de l'ENTSO-E entre 2007 et 2014 illustre que la production fossile a augmenté sensiblement entre 2007 et 2011 avant de baisser entre 2012 et 2014. La production renouvelable quant à elle a augmenté de manière continue.

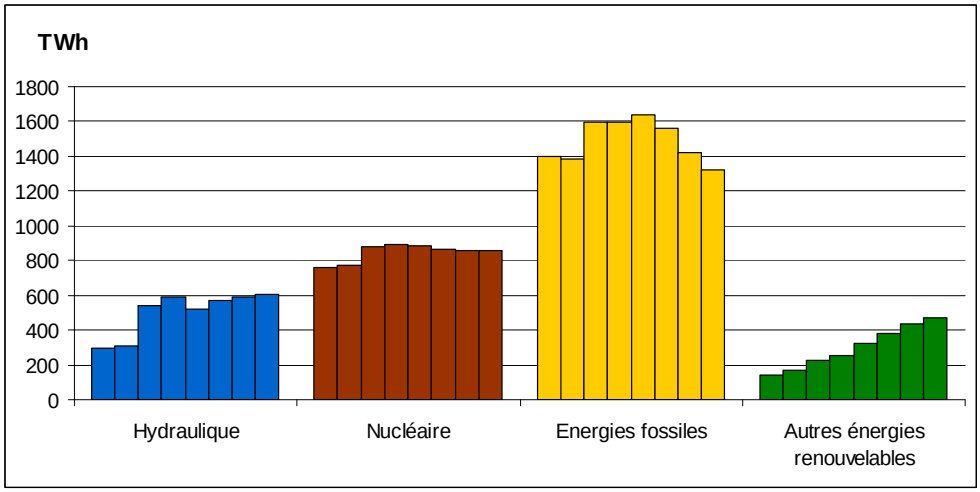


Figure 6. Evolution de la production d'électricité des pays de l'ENTSO-E par technologie entre 2007 et 2014 (source : ENTSO-E)

Il en résulte pour certaines capacités conventionnelles une baisse des durées de fonctionnement et des difficultés à couvrir leurs coûts fixes, alors que certaines sont nécessaires pour couvrir les pointes de consommation. L'accroissement structurel de la volatilité du marché soulève des interrogations sur la capacité de l'architecture de marché actuelle à garantir la sécurité d'approvisionnement.

Des réformes sont engagées, en vue de renforcer l'intégration au marché des énergies renouvelables et d'accroître la flexibilité du système énergétique européen, notamment par le développement des effacements de consommation, le renforcement des interconnexions et la recherche d'une meilleure intégration du marché européen (marchés infra-journaliers, mécanismes d'ajustement) dans le cadre de la mise en place des codes de réseaux.

La capacité de ces seules mesures à apporter une réponse aux enjeux actuels des marchés de l'électricité, notamment en matière de sécurité d'approvisionnement, fait l'objet de débats au niveau européen. Ainsi, de nombreux pays européens, à l'image de la France, se sont dotés, ou envisagent de se doter, de mécanismes de capacité, pour garantir l'adéquation des capacités de production et d'effacement à la pointe de consommation. Il convient dans ce contexte de s'assurer de la compatibilité du mécanisme de capacité au niveau européen et de poursuivre les travaux permettant une meilleure prise en compte des capacités étrangères.

5 Un accompagnement par la recherche et l'innovation

Document de référence :
- ⇨ ***Fiche « Développer les technologies pour le système énergétique de demain », Panorama énergies-climat, édition 2015***

La recherche et l'innovation constituent un axe majeur de la politique de transition énergétique, en permettant de consolider le positionnement ou de faire émerger des filières vertes compétitives et riches en emploi en en permettant de développer des technologies plus performantes d'un point de vue environnemental. L'ensemble des exercices de prospective et de scénarios réalisés au niveau international comme national montre que l'atteinte de nos objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre ne peut se faire sans l'émergence de technologies de ruptures, dans le domaine de la mobilisation de nouvelles sources d'énergie, de leur usage plus efficace dans les différents secteurs d'activité, et d'une gestion plus intelligente des réseaux comme des consommations pour une meilleure adéquation entre l'offre et la demande d'énergie.

En conséquence, les ministres chargés de l'énergie et de la recherche arrêteront et rendront publique d'ici fin 2016 une stratégie nationale de la recherche énergétique, fondée sur les objectifs de la politique énergétique, et qui constituera le volet énergie de la stratégie nationale de recherche prévue par la loi du 22 juillet 2013 relative à l'enseignement supérieur et à la recherche. Cette stratégie nationale de la recherche énergétique prendra en compte les orientations de la politique énergétique et climatique définies par la stratégie bas-carbone et la programmation pluriannuelle de l'énergie.

L'investissement public[5] dans la R&D pour l'énergie est de l'ordre d'un peu plus de 1 milliard d'euros dont :

- 439 M€ sur les nouvelles technologies de l'énergie (42%),
- 482 M€ sur l'énergie nucléaire (46%),
- 74,5 M€ sur les énergies fossiles (7%),
- et le reste sur des domaines de recherche transversaux (6%).

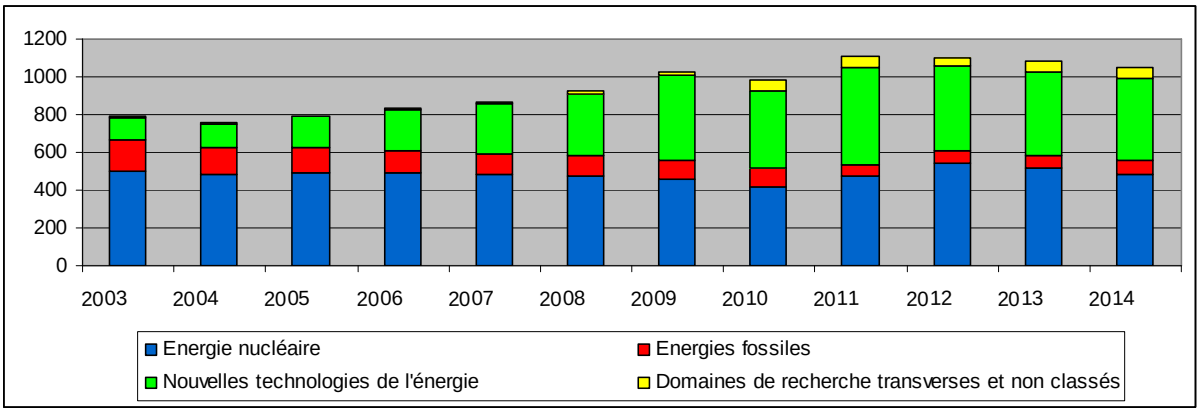


Figure 7. Evolution des financements publics de la recherche et développement sur l'énergie en France de 2003 à 2014 (Source : CGDD, 2014, données transmises à l'AIE)

[5] L'investissement public dans la R&D pour l'énergie regroupe les dépenses financées par l'Etat des centres de recherche dans ce domaine.

Montants publics de R&D (M€/an) ***Source*** **: données CGDD 2014 transmise à l'AIE**	**2003**	**2004**	**2005**	**2006**	**2007**	**2008**	**2009**	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**
Energie nucléaire	501,5	483,2	491,2	493,4	482,9	477,4	455,8	419,0	474,2	542,5	513,6	482,2
Energies fossiles	168,9	142,3	132,8	114,1	108,6	104,5	100,3	101,3	57,7	66,5	69,3	74,5
Nouvelles technologies de l'énergie	110,8	121,0	164,4	217,0	268,5	330,5	455,7	401,3	515,1	447,1	440,9	438,6
Domaines de recherche transverses et non classés	13,8	8,7	7,4	6,5	7,2	9,5	13,5	63,3	62,8	46,7	60,0	58,8
TOTAL	**795,0**	**755,2**	**795,8**	**831,0**	**867,2**	**921,9**	**1 025,3**	**984,8**	**1 109,8**	**1 102,8**	**1 083,8**	**1054,1**

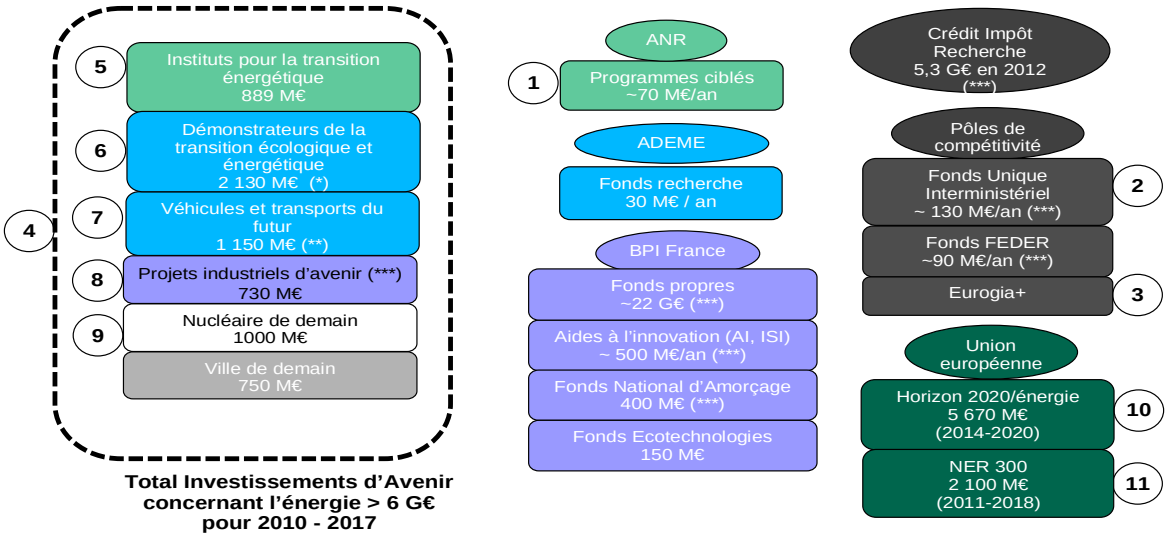
Tableau 1. Evolution des financements publics de la recherche et développement sur l'énergie en France de 2003 à 2014 (Source : CGDD, 2014, données transmises à l'AIE)

S'agissant des nouvelles technologies de l'énergie, celles-ci recouvrent :

- l'efficacité énergétique (industrielle, tertiaire, résidentielle et dans les transports) ;
- les énergies renouvelables (solaires, éoliennes, marines, bio-énergies, géothermie et hydroélectricité) ;
- la capture, le stockage et la valorisation du CO2 ;
- le stockage d'énergie, les réseaux électriques, l'hydrogène et les piles à combustible.

Le montant total consacré aux nouvelles technologies en 2014 est de l'ordre de 440 millions d'euros.

Au-delà du financement des établissements publics de recherche, l'État français soutient les projets de recherche collaborative entre acteurs publics et privés de la R&D, ainsi que les projets innovants des entreprises. Les modes de financement et les enveloppes financières disponibles aujourd'hui sont synthétisés dans la figure ci-après.



(*) dont dotation au fonds Ecotechnologies (120 M€)
(**) dont dotation au fons Ecotechnologies (30 M€)
(***) Les montants affichés correspondent à l'ensemble du programme, au-delà des seules thématiques énergétiques

Figure 8. Sources de financement de la R&D et de l'innovation pour l'énergie

Il convient notamment de souligner les éléments suivants :

- l'Agence Nationale de la Recherche (ANR) soutient les projets amont de recherche collaborative dans le domaine des nouvelles technologies de l'énergie et de l'efficacité énergétique ;
- Le Fonds Unique Interministériel (FUI) soutient les projets collaboratifs des pôles de compétitivité. Ainsi, deux appels à projets en 2014 ont ainsi permis de financer 132 projets au total ;
- les principaux programmes sur l'énergie des Investissements d'Avenir portent respectivement sur les Instituts pour la Transition Energétique, sur les démonstrateurs pour la transition écologique et énergétique (économie circulaire, énergies renouvelables, décarbonation des usages de l'énergie, etc), les véhicules et transports du futur, les projets industriels d'avenir, le nucléaire de demain avec les projets ASTRID et de réacteur Jules Horowitz opérés par le CEA ou bien encore l'action de l'ANDRA pour approfondir la recherche dans le domaine du traitement et du stockage des déchets radioactifs et pour optimiser la gestion des déchets de démantèlement ;
- le programme européen de recherche et d'innovation Horizon 2020 qui centre les financements sur trois priorités : l'excellence scientifique, la primauté industrielle et les défis sociétaux. Le budget d'Horizon 2020 est de 74,3 milliards d'euros (après redéploiement lié au « Plan Juncker ») pour la période 2014-2020 dont 1,6 milliard pour Euratom et 5,67 milliards pour le défi « Energies sûres, propres et efficaces » ;
- Le fonds démonstrateur européen, communément appelé NER300 (New Entrant Reserve 300), créé en 2009 et doté de 2,1 milliards d'euros a permis de financer 39 projets européens.

Comme indiqué au paragraphe 1.2, la stratégie nationale de recherche en énergie est en cours d'élaboration et prendra en compte notamment les orientations de la programmation pluriannuelle de l'énergie. Elle portera sur les évolutions des technologies et les possibilités nouvelles et fera référence aux prospectives scientifiques nationales et internationales.

6 La dynamique des territoires

La mobilisation des territoires est essentielle pour réaliser la transition énergétique.

Les territoires à énergie positive, qui s'engagent à réduire les besoins en énergie de leurs habitants, des constructions, des activités économiques, des transports, des loisirs, bénéficient notamment d'un appui financier pour les actions mises en œuvre, dans les domaines :

- de la réduction de la consommation d'énergie,
- de la diminution des pollutions et le développement des transports propres,
- du développement des énergies renouvelables,
- de la préservation de la biodiversité,
- de la lutte contre le gaspillage et la réduction des déchets,
- de l'éducation à l'environnement.

Par ailleurs, la loi relative à la transition énergétique prévoit de nombreuses mesures à destination de l'action territoriale, parmi lesquelles :

- La mise à disposition auprès des personnes publiques par les gestionnaires de réseau d'électricité et de gaz des données utiles à l'exercice de leurs compétences (concernant la production, le transport, la distribution ou la consommation d'électricité et de gaz), selon des modalités définies par le décret du 18 juillet 2016. L'objectif est notamment de répondre aux besoins des collectivités pour l'élaboration des schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité du territoire (SRADDET), du Schéma Régional Climat Air Energie (SRCAE) en Ile de France, et des Plans Climat Air Energie Territoriaux (PCAET).
- La possibilité pour les collectivités territoriales de participer au financement de projets de production d'énergie renouvelable, soutenue au travers des bonus à l'investissement participatif dans le cadre des appels d'offres pour les énergies renouvelables électriques, ou, lorsqu'elles sont riveraines d'un cours d'eau dont la force hydraulique est exploitée sous un régime de concession, de devenir actionnaires de la société d'économie mixte hydroélectrique.
- La possibilité de créer des organismes d'animation territoriale appelés « agences locales de l'énergie et du climat », dont le but est de conduire en commun des activités d'intérêt général favorisant, au niveau local, la mise en œuvre de la transition énergétique et la réduction des émissions de gaz à effet de serre.
- L'obligation pour les collectivités chargées d'un service public de distribution de chaleur ou de froid en service au 1er janvier 2009 de réaliser un schéma directeur de leur réseau de chaleur ou de froid avant le 31 décembre 2018, dans l'optique de contribuer à atteindre l'objectif d'une alimentation des réseaux de chaleur ou de froid à partir d'énergies renouvelables et de récupération en 2020.

Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

MINISTÈRE
DE L'ENVIRONNEMENT,
DE L'ÉNERGIE
ET DE LA MER

Programmation
PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

Volet relatif à la maîtrise de la demande d'énergie

LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE pour la
CROISSANCE VERTE

Table des matières

1 ÉVOLUTION HISTORIQUE DE LA DEMANDE D'ENERGIE 3
2 LES SCENARIOS DE BESOINS ENERGETIQUES DE LA PPE 5
2.1 Les hypothèses relatives au cadrage macroéconomique et démographique et à l'efficacité énergétique 5
2.2 Les résultats des scénarios de besoins énergétiques 7
3 ORIENTATIONS ET ACTIONS EN MATIERE DE MAITRISE DE LA DEMANDE ENERGETIQUE 10

Cette partie consacrée à la maîtrise de la demande d'énergie retrace l'évolution historique de la consommation finale d'énergie puis présente les deux scénarios d'évolution des besoins énergétiques retenus pour cette première programmation pluriannuelle de l'énergie. Ces scénarios sont comparés à la tendance historique observée.

Les orientations ou priorités d'actions pour cette première PPE sont cohérentes avec les objectifs de la loi et les leviers sectoriels identifiés dans le cadre de la stratégie nationale bas carbone (SNBC) et compatibles avec la répartition indicative sectorielle des budgets carbone, et contribuent à la réduction des émissions liées à la combustion d'énergie dans l'ensemble de l'énergie, nécessaire pour un respect des budgets carbone à l'échelle de l'ensemble de l'économie. La totalité des analyses et des mesures détaillées dans la SNBC n'est donc pas ici reprise, et il est possible de se référer à la SNBC pour plus de détails. La prochaine PPE réactualisera les scénarios d'évolution des besoins énergétiques au regard notamment des progrès réalisés dans la mise en œuvre des orientations.

Par ailleurs, le plan national d'action en matière d'efficacité énergétique approuvé en 2014 sera révisé courant 2017, et présentera une description détaillée de toute les politiques et mesures mises en œuvre pour atteindre les objectifs en matière d'efficacité énergétique.

Document de référence :
- ⇨ ***Bilan énergétique de la France 2014 CGDD SOeS.***
- ⇨ ***Bilan prévisionnel de RTE 2015.***
- ⇨ ***Plan national d'action en matière d'efficacité énergétique (PNAEE 2014).***
- ⇨ ***Base de données sur les indicateurs d'efficacité énergétique de l'Union européenne dans le cadre du projet européen ODYSSEE-MURE.***
- ⇨ ***Stratégie nationale bas-carbone.***

1 Évolution historique de la demande d'énergie

Après deux décennies de croissance, la consommation finale énergétique de la France (corrigée des variations climatiques) a cessé d'augmenter à partir de 2001, atteignant un premier palier autour de 160 Mtep par an, traduisant tout à la fois les mutations de l'économie française et l'efficacité des politiques publiques en faveur de l'amélioration de l'efficacité énergétique de la France. A partir de 2009, du fait de la crise économique notamment, la consommation finale d'énergie à des fins énergétiques a baissé. Elle se situe en 2014 à 150 Mtep (voir figure ci-dessous).

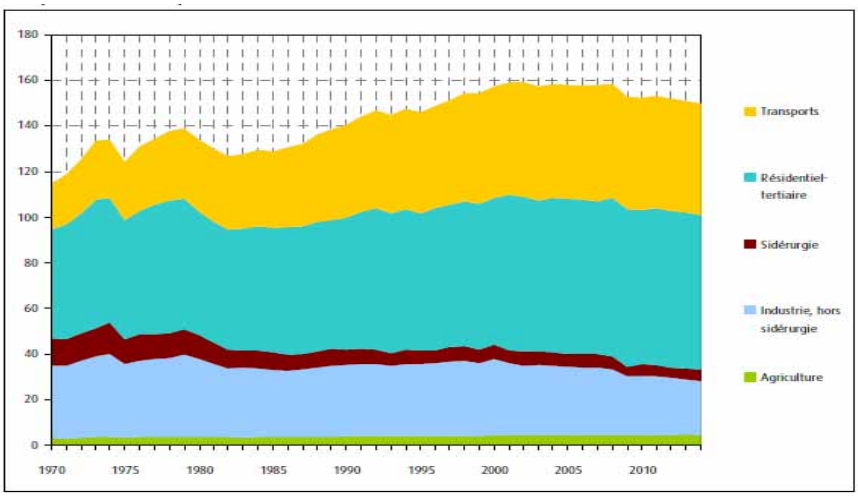


Figure 1. Évolution de la consommation finale énergétique de la France entre 1970 et 2014, corrigée des variations climatiques, par secteur (source : SOeS)

L'intensité énergétique finale est le ratio entre la consommation finale d'énergie et le PIB (produit intérieur brut). En 2014, il a ainsi fallu consommer environ 73 tonnes-équivalent-pétrole (tep) pour

produire un million d'euros de valeur ajoutée (en valeur 2010). La baisse annuelle moyenne de l'intensité énergétique depuis 2004 s'établit désormais à - 1,4 % par an.

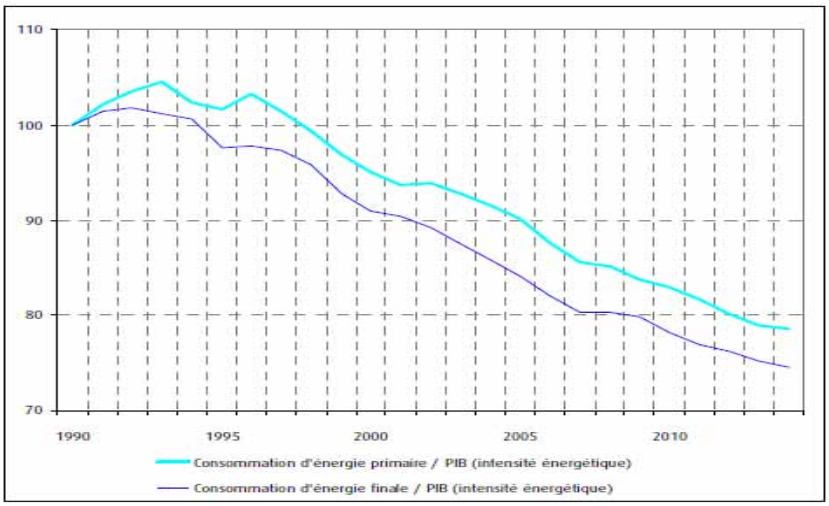


Figure 2. Évolution de l'intensité énergétique finale et primaire 1990-2014 (source : SOeS)

Les analyses permettant de décomposer les facteurs à l'origine de l'évolution de la consommation énergétique finale montrent que les politiques d'efficacité énergétique ont conduit à d'importants volumes d'économies d'énergie compensant les effets liés à la hausse de la démographie ou à la hausse du PIB (voir graphique ci-après)[1].

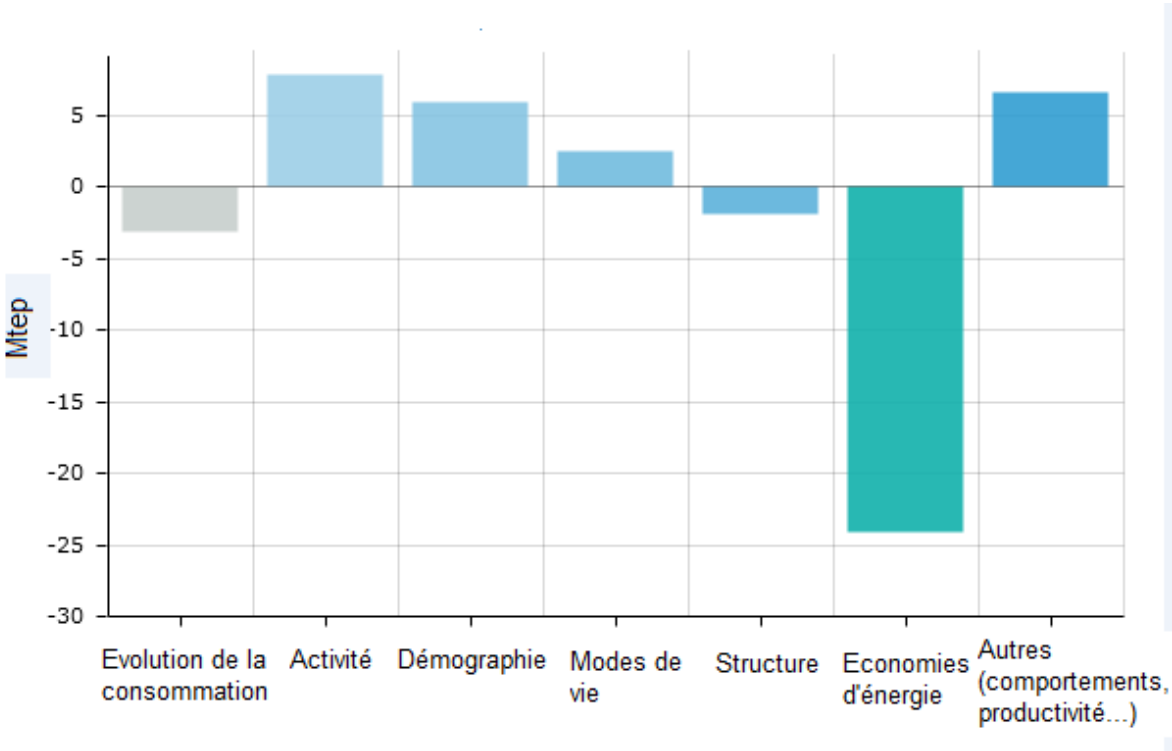


Figure 3. Décomposition de l'évolution de la consommation énergétique finale de la France entre 2000 et 2012 (en Mtep) (source : Odyssée – Panorama des énergies et du climat, 2015)

[1] http://www.indicators.odyssee-mure.eu/decomposition.html

Le montant global du marché des services énergétiques et d'efficacité énergétique, hors fourniture d'énergie, est estimé à 7,2 Mds€ en 2013 (près de 12 Mds€ en incluant la fourniture d'énergie et les services contributeurs à l'efficacité énergétique).

	Fourniture énergie (1)	**Services contributeurs à l'efficacité énergétique (2)**	**Services énergétiques (3)**	**Services efficacité énergétique (4)**	**Total**
Analyse du patrimoine		352			**352**
Etude et ingé-nierie		1530			**1530**
Exploitation	2661	-	6384	841	**9887**
Total	**2661**	**1882**	**6384**	**841**	**11769**

(1) Exemple : approvisionnement énergétique de chaufferies collectives ; (2) Exemple : diagnostic de performance énergétique, conseil en orientation énergétique ; (3) maintenance chauffage individuel ; (4) Exemple : comptage tertiaire et industriel.

Tableau 1. Synthèse des marchés liés aux services énergétiques et d'efficacité énergétique (en millions d'euros) (Source: ADEME/CODA STRATEGIES - 2013)

En particulier, le marché des audits et diagnostics énergétiques est évalué en 2013 à 183 M€. Les services d'efficacité énergétique liés au comptage et sous-comptage représentent un marché de 144 M€. Les services énergétiques liés à l'exploitation des chaufferies collectives (hors approvision-nement énergétique) sont évalués à 2,6 Mds€, et les services d'efficacité énergétique concernant ces chaufferies représentent un marché de 429 M€. Le marché des contrats de performance énergé-tique (CPE) est évalué à 133 M€, auxquels s'ajoutent 56 M€ relatifs aux CPE conclus dans le cadre de partenariats publics-privés pour l'éclairage public.

2 Les scénarios de besoins énergétiques de la PPE

L'article 176 de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte dispose que la programmation pluriannuelle de l'énergie « *se fonde sur des scénarios de besoins énergétiques associés aux activités consommatrices d'énergie, reposant sur différentes hypothèses d'évolution de la démographie, de la situation économique, de la balance commerciale et d'efficacité énergétique* ».

Le choix a été fait de retenir deux scénarios contrastés d'évolution des besoins énergétiques au regard des critères suivants :

- les incertitudes démographiques, techniques et économiques ;
- les exigences de sécurité d'approvisionnement ;
- les objectifs fixés dans le cadre communautaire des engagements de la France et dans le cadre national par la loi de transition énergétique pour la croissance verte aux horizons 2020 et 2030 ;
- les impacts environnementaux.

Sont présentées ci-après les hypothèses relatives au cadrage macroéconomique et démographique et aux actions d'efficacité énergétique qui ont permis la définition de ces scénarios contrastés.

2.1 Les hypothèses relatives au cadrage macroéconomique et démographique et à l'efficacité énergétique

Dans un contexte d'incertitude forte sur les projections macroéconomiques, deux hypothèses de croissance économique ont été envisagées :

- une première fondée sur les recommandations de la Commission européenne concernant la France ;
- une seconde qui envisage un taux de croissance plus élevé. Ce taux de croissance plus élevé pourrait avoir plusieurs origines : une croissance plus forte de la productivité de l'économie française appuyé sur une stratégie d'investissement et d'innovation, une croissance de la population active plus forte, un contexte réglementaire et fiscal qui facilite l'éclosion de nouvelles activités, en particulier dans le domaine environnemental ou dans l'articulation industrie/services visant à répondre aux besoins des consommateurs, etc.[2]

On considère ainsi, dans le cadre de la seconde hypothèse, des taux de croissance plus élevés, de l'ordre de 25% supérieurs par rapport à la première hypothèse (par exemple 2% de croissance par an entre 2016 et 2020 contre 1,6% pour la première hypothèse).

	2010-2015	**2015-2020**	**2025-2020**
Scénario de référence	0,70%	1,60%	1,90%
Variante	0,70%	2,0%	2,4%

Tableau 2. Évolution du PIB en volume sur la période 2010-2025

Concernant le prix des énergies, deux hypothèses sont envisagées. La première est fondée sur les dernières données communiquées par la Commission dans le cadre de la réactualisation de son exercice « scénario de référence de l'UE à 2050 », mené conjointement par les DG ENER, CLIMA et MOVE. La seconde hypothèse considère que les cours des énergies au niveau international progressent plus faiblement pour atteindre, par rapport à la première hypothèse, -20% en 2030 pour le pétrole, le charbon et le gaz, ce qui devrait conduire à une plus forte consommation énergétique notamment des énergies fossiles.

	2010	**2015**	**2018**	**2020**	**2023**
Pétrole					
Scénario de référence	*60*	*50*	*63*	*74*	*78*
Variante	*60*	*50*	*54*	*56*	*61*
Charbon					
Scénario de référence	*16*	*12*	*13*	*14*	*15*
Variante	*16*	*12*	*13*	*13*	*14*
Gaz					
Scénario de référence	*37,8*	*38*	*41*	*44*	*47*
Variante	*37,8*	*38*	*39*	*40*	*41*

Tableau 3. Prix internationaux des énergies fossiles (en euro 2013 par baril équivalent pétrole)

S'agissant des hypothèses démographiques, sont reprises dans le scénario de référence les projections pour la France issues de l'INSEE[3]. Dans la variante, on reprend la variante « fécondité haute » des projections de l'INSEE.

La séquence de la taxe carbone reprend les points de passage au VIII de l'article 1er de la loi de transition énergétique pour la croissance verte, en linéarisant la trajectoire sur la période de la programmation pluriannuelle de l'énergie : « *VIII. – Le Gouvernement se fixe pour objectif, pour la composante carbone intégrée aux tarifs des taxes intérieures sur la consommation des produits énergétiques inscrites au tableau B du 1 de l'article 265 du code des douanes, d'atteindre une valeur de la tonne carbone de 30,50 € en 2017, de 39 € en 2018, de 47,50 € en 2019, de 56 € en 2020 et de 100 € en 2030.* » Elle est identique dans les deux scénarios.

[2] Conseil d'analyse économique, *Redresser la croissance potentielle de la France*, n°16, 2014.
[3] Projections de population à l'horizon 2060, Insee première n° 1320, octobre 2010.

2015	2016	2018	2020	2023
14,5	22	39	56	66,6

Tableau 4. Évolution de la valeur carbone (en euros)

Pour les secteurs rentrant dans le cadre du système européen d'échanges de quotas d'émissions (dit système ETS), la valeur de prix du carbone utilisée est celle communiquée par la Commission européenne en 2015 dans le cadre de l'exercice d'actualisation de son « scénario de référence de l'UE à 2050 », mené conjointement par les DG ENER, CLIMA et MOVE.

2015	2018	2020	2023
7,5	11,4	15	17,8

Tableau 5. Évolution du prix du CO2 dans le secteur ETS (en euros)

Deux séries d'hypothèses en matière d'efficacité énergétique ont été retenues :

- **le scénario de référence** est cohérent avec celui retenu dans le cadre du scénario de référence de la SNBC[4]. Ce scénario prend en compte la mise en œuvre effective de toutes les mesures d'efficacité énergétique identifiées, dont en particulier les mesures définies dans la loi relative à la transition énergétique, mais également des actions complémentaires qui seraient nécessaires pour l'atteinte des objectifs prévus par la loi. A ce titre, ce scénario intègre par exemple l'atteinte de l'objectif de réduction de 40% des émissions de GES en 2030 par rapport à 1990 ;
- **la variante** correspond strictement à la mise en œuvre des mesures d'efficacité énergétique décidées à ce jour, dont en particulier les mesures définies par la loi de transition énergétique pour la croissance verte. En revanche, les actions complémentaires pour l'atteinte des objectifs ne sont pas prises en compte.

Le scénario de référence et la variante prennent en compte également les transferts d'usage et nouveaux usages des énergies sur la base de travaux tels que ceux menés par RTE (par exemple les transferts entre énergies des usages thermiques dans le bâtiment, ou bien encore les nouveaux usages liés au développement des véhicules électriques et véhicules hybrides rechargeables, estimé à 2,4 millions d'unités en 2023, à même de peser sur l'évolution de la demande d'électricité).

2.2 Les résultats des scénarios de besoins énergétiques

L'évolution de la consommation primaire d'énergies fossiles

La consommation primaire d'énergies fossiles évolue à la baisse quel que soit le scénario. Dans le scénario de référence, la consommation recule d'environ 22% en 2023 par rapport au niveau atteint en 2012. Dans la variante, elle recule de 11%. Sur la période 2002-2014, la consommation primaire d'énergies fossiles a baissé d'un peu moins de 1,5% par an. La tendance historique conduirait à une consommation d'un peu moins de 110 Mtep, intermédiaire entre les deux scénarios retenus. Si on prolonge les tendances jusqu'à 2030, le scénario de référence permet d'atteindre l'objectif fixé dans le cadre de la LTECV de moins 30% par rapport à 2012. Dans le cas de la variante, pour atteindre les objectifs de la LTECV, il sera nécessaire de prendre d'importantes mesures correctrices qui seront fonction de l'analyse des facteurs ayant conduit à s'écarter de la trajectoire.

[4] Cf. Scénarios prospectifs Énergie – Climat – Air pour la France a l'horizon 2035, Rapport final - Synthèse des résultats septembre 2015.

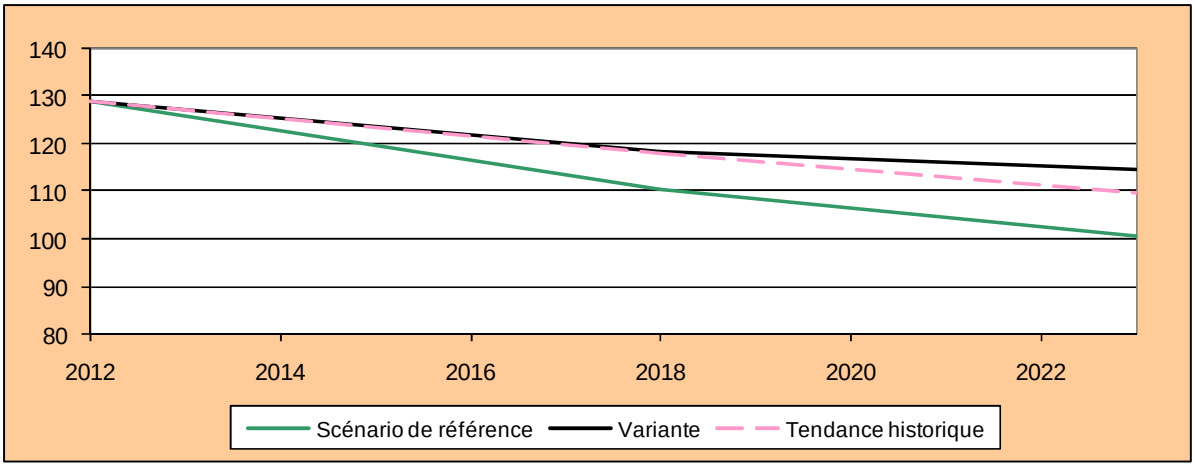


Figure 4. Évolution de la consommation primaire d'énergie fossile en Mtep

Parmi les énergies fossiles, la consommation primaire des produits pétroliers diminuerait dans le scénario de référence d'environ 23 % entre 2012 et 2023 et de 9,5 % dans la variante. La consommation primaire de gaz dans le scénario de référence diminuerait de 16 % soit 7 points de moins que la baisse des produits pétroliers. Dans la variante, la baisse serait de l'ordre de 9 %.

A l'horizon 2023, la consommation primaire de charbon diminuerait respectivement dans le scénario de référence et la variante de 37 % et 30 %, la majorité des consommations à cet horizon correspondant à un usage industriel (et au sein de l'industrie, à la production d'acier en particulier). La consommation de charbon à des fins énergétiques dans l'industrie s'élevait en 2014 à 5,2 Mtep. La consommation pour des usages non énergétiques, qui correspond à la consommation de goudrons de houille, s'élevait à 0,140 Mtep en 2014. Pour rappel, la consommation finale non énergétique s'élevait en 2014 à 14 Mtep (sur une consommation totale d'énergie primaire de 257 Mtep), soit environ 5 %.

	Charbon	**Pétrole**	**Gaz**
2012	11,1	79,7	38,5
2018			
Scénario de référence	*8,04*	*67,24*	*35,26*
Variante	*8,89*	*73,3*	*36,1*
2023			
Scénario de référence	*6,99*	*61,04*	*32,43*
Variante	*7,72*	*72,1*	*34,95*
Taux de variation 2023/2012			
Scénario de référence	*-37%*	*-23%*	*-16%*
Variante	*-30,4%*	*-9,5%*	*-9,2%*

Tableau 6. Évolution de la consommation primaire du charbon, des produits pétroliers et du gaz en Mtep et en %

L'évolution de la consommation finale d'énergie

Le niveau de consommation finale d'énergie était de 155,1 Mtep en 2012 (bilan SOeS, juillet 2014). Dans le cas du scénario de référence, elle baisse de 12,6% en 2023 par rapport à 2012, soit une variation moyenne annuelle de 1,2%. Dans la variante, elle baisse de 3,1%, soit 0,3% par an. La tendance historique fondée sur l'évolution 2002 – 2014 (baisse de l'ordre d'un peu moins de 0,5% par an) conduirait à un niveau de consommation de 147 Mtep en 2023.

L'écart entre le scénario de référence et la variante est de l'ordre de 11% en 2023. Si on prolonge ces évolutions au-delà de 2023, le scénario de référence permet de répondre à l'objectif de la loi à l'horizon 2030 de réduction de 20% de la consommation finale d'énergie.

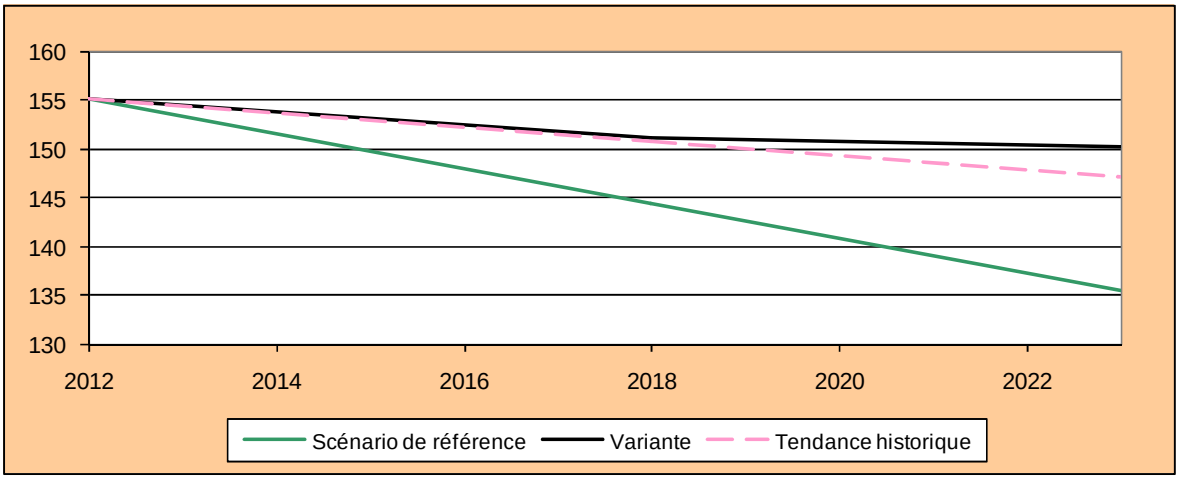


Figure 5. Évolution de la consommation énergétique finale en Mtep

Par secteur, l'évolution de la consommation finale serait la suivante selon les scénarios haut et bas retenus. Il s'agit d'une répartition indicative par secteurs d'activité qui ne doit pas être considérée comme une compartimentation rigide des objectifs. Elle est cohérente avec la stratégie nationale bas carbone.

	2012	2018		2023	
		Scénario de référence	Variante	Scénario de référence	Variante
Industrie	32,5	32,7	35	31,7	35,6
Résidentiel tertiaire	69,1	61,7	62,3	56,7	60
Transport	49	46	49,4	43,4	50,1
Agriculture	4,5	3,9	4,4	3,7	4,6
Total	155,1	144,3	151,1	135,5	150,3

Tableau 7. Évolution de la consommation finale d'énergie par secteur en Mtep

Trois conclusions ressortent des évolutions des besoins énergétiques retracées par le scénario de référence et la variante :

- Le scénario de référence permet d'atteindre les objectifs de la loi, il constitue la trajectoire cible de la PPE (voir article 2 du décret PPE). Il exige par comparaison à la tendance historique une mise en œuvre à court, moyen et long terme d'actions ambitieuses et ce dans tous les secteurs ;
- La variante montre, dans un autre contexte marqué par une plus forte croissance économique, de plus faibles prix des énergies fossiles et de moindres mesures d'efficacité énergétique, que l'atteinte des objectifs de la loi à l'horizon de 2030 impliquerait une réduction extrêmement importante de la consommation après 2023. En effet, revenir sur la bonne trajectoire pour atteindre l'objectif 2030 après 2023 supposerait que la consommation finale diminue au rythme d'environ 2,7% par an entre 2023 et 2030 alors que celle-ci a en moyenne annuelle diminué d'un peu moins de 0,5% entre 2002 et 2014. La variante ne constitue pas un scénario normatif mais avant tout une illustration pour aider à se situer ;
- Il est donc nécessaire de vérifier annuellement que le scénario de référence est bien respecté. Ce qui est le cas actuellement puisqu'en 2015, le niveau de la consommation finale d'énergie est de 149,3 Mtep. En revanche, en cas d'écart à la trajectoire de référence, diverses options sont possibles sans attendre 2023. La persistance de faibles prix des énergies fossiles, comme envisagé dans la variante, pourrait par exemple conduire à réexaminer la trajectoire des prix du carbone. Un renforcement des mesures d'efficacité énergétique devrait également être envisagé pour pallier une éventuelle plus forte croissance économique.

3 Orientations et actions en matière de maîtrise de la demande énergétique

Les orientations et actions en matière de maîtrise de la demande énergétique présentées ci-après sont cohérentes avec :

- la contribution de la France à l'objectif d'amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique de l'UE à l'horizon 2020 dans le cadre de la mise en œuvre de la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique ;
- les objectifs de réduction de la consommation finale d'énergie de 20% à l'horizon 2030 par rapport à 2012 et de 50% à l'horizon 2050 et de réduction de la consommation d'énergies fossiles de 30% à l'horizon 2030 ;
- les mesures d'ores et déjà inscrites dans le cadre du plan national d'action en matière d'efficacité énergétique (PNAEE 2014), réalisé au titre de la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique ;
- les leviers identifiés par la stratégie nationale bas carbone dans le cadre de ses recommandations sectorielles ;
- et le respect de la répartition indicative des budgets carbone par secteurs.

La situation actuelle est marquée par une baisse du prix des énergies fossiles, ce qui a pour conséquence de rendre moins attractives les actions d'efficacité énergétique. Il apparaît donc nécessaire d'engager une action particulière sur la valorisation du carbone pour atteindre l'objectif de baisse des consommations d'énergies fossiles. Cette intégration d'une plus grande valorisation carbone sera sans impact pour la facture des consommateurs dans le contexte de prix actuel des énergies fossiles.

Orientations

Actions transversales

- ⇨ **Poursuivre les actions concernant le prix du carbone pour renforcer l'innovation et la compétitivité (fiscalité, révision de la directive sur le marché européen des quotas).**
- ⇨ **Développer l'efficacité énergétique, en focalisant autant que possible les efforts sur les sources carbonées.**
- ⇨ **Sensibiliser les consommateurs aux économies d'énergie : meilleure information sur la consommation d'énergie ; individualisation des frais de chauffage ; accompagnement des consommateurs dans leurs investissements et leurs comportements (service public de l'efficacité énergétique, notamment au travers des plateformes de rénovation énergétique ou « points rénovation info service » , qui constituent un guichet unique dont le maillage couvre l'ensemble du territoire) ; audits énergétiques ; campagnes d'information de l'ADEME.**
- ⇨ **Soutenir une politique européenne ambitieuse et efficace en matière d'écoconception des produits liés à l'énergie, et d'étiquetage énergétique de ces produits.**
- ⇨ **Développer le rôle du numérique et des données pour réduire les consommations et les factures.**
- ⇨ **Définir l'objectif et les modalités de la 4ème période du dispositif des Certificats d'économies d'énergie (CEE), dont la part au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique, en cohérence avec les gisements d'économies d'énergie identifiés.**
- ⇨ **Améliorer l'écosystème du financement de l'efficacité énergétique, en renforçant le cas échéant si c'est opportun les synergies et complémentarités entre ses acteurs et en développant des outils d'accompagnement au financement performants (fonds de garantie, tiers financement, etc.).**

Bâtiment

- ⇨ **Massifier la rénovation énergétique des bâtiments résidentiels et tertiaires pour parvenir à une baisse de la consommation énergétique de 28 % à l'horizon 2030 par rapport**

à 2010 avec comme objectifs intermédiaires 8% et 15% respectivement en 2018 et 2023 en recherchant l'optimalité entre confort d'été et confort d'hiver.

- ⇨ Favoriser l'intégration des énergies renouvelables et de récupération dans le résidentiel et le tertiaire, en particulier à travers les évolutions des réglementations thermiques des bâtiments.
- ⇨ Favoriser l'installation d'équipements de pilotage des systèmes énergétiques.
- ⇨ Favoriser la rénovation des bâtiments tertiaires existants grâce à des exigences réglementaires renforcées.
- ⇨ Grace à une réglementation sur les logements neufs intégrant les émissions de gaz à effet de serre par une analyse en cycle de vie et visant un haut niveau de performance énergétique ainsi que le développement du recours aux énergies renouvelables, assurer une faible consommation énergétique (nette de l'autoproduction) des logements neufs ainsi que des bâtiments tertiaires neufs. Dans une approche en termes de cycle de vie et d'énergie grise, développer l'utilisation du bois dans la construction résidentielle.
- ⇨ Contribuer à la promotion des contrats d'exploitation avec garantie réelle d'économies d'énergie (contrats de performance énergétique), suivre leur développement, diffuser les meilleures pratiques et mesurer leur efficacité.
- ⇨ Veiller à la formation professionnelle des entreprises du bâtiment pour garantir une bonne utilisation des aides publiques, un gain réel de confort et/ou financier aux consommateurs et un niveau de qualité des travaux conformes aux objectifs nationaux en matière d'efficacité énergétique

Industrie

- ⇨ Promouvoir la valorisation de l'énergie de récupération dans les sites industriels.
- ⇨ Favoriser la mise en œuvre des recommandations des audits énergétiques, obligatoires pour les grandes entreprises et les entreprises de taille intermédiaire et volontaire pour les PME, et mettre en place les exigences de performance énergétique applicables aux entreprises électro-intensives.
- ⇨ Favoriser le déploiement des systèmes de management de l'énergie (type ISO 50 001).
- ⇨ Favoriser les actions de recyclage et l'économie circulaire.

Agriculture

- ⇨ Contribuer au développement de comportements économes en énergie et accompagner l'amélioration des performances énergétiques (bâtiments, équipements, etc.).

Transports

- ⇨ Mettre en œuvre la stratégie de développement de la mobilité propre, volet annexé à la PPE.

Actions concrètes 2016-2017

Certificats d'économie d'énergie

- ⇨ Mettre en œuvre le décret n° 2015-1825 du 30 décembre 2015 relatif aux certificats d'économie d'énergie au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique, avec un objectif de 150 TWh cumac d'ici fin 2017, soit environ 1 milliard d'euros qui sera consacré par les vendeurs d'énergie pour soutenir les économies d'énergie chez les ménages aux revenus les plus faibles.
- ⇨ Instaurer des programmes d'accompagnement sélectionnés par appel à projets, pour développer des actions d'économies d'énergie au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique.
- ⇨ Renforcer le dispositif des CEE en cohérence avec les gisements d'économies d'énergie identifiés, en fixant d'ici fin 2016 les objectifs et les modalités de la 4e période 2018-2020, ou en prolongeant la 3e période jusqu'à fin 2018 avec des objectifs rehaussés.

Rénovation énergétique des bâtiments

- ⇨ **Mettre en œuvre le décret du 28 décembre 2015 relatif aux normes de performance énergétique minimale des logements individuels faisant l'objet d'une vente par un organisme d'habitation à loyer modéré.**
- ⇨ **Mettre en œuvre le décret n° 2016-710 du 30 mai 2016 relatif à la détermination individuelle de la quantité de chaleur consommée et à la répartition des frais de chauffage dans les immeubles collectifs.**
- ⇨ **Mettre en œuvre le décret n° 2016-711 du 30 mai 2016 relatif aux travaux d'isolation en cas de travaux de ravalement de façade, de réfection de toiture ou d'aménagement de locaux en vue de les rendre habitables, décret dit des « travaux embarqués » en application de l'article 14 de la LTECV.**
- ⇨ **Publier le décret relatif aux obligations d'amélioration de la performance énergétique dans les bâtiments existants à usage tertiaire.**
- ⇨ **Achever les travaux de révision de la réglementation thermique sur l'existant « élément par élément » et lancer la concertation pour la révision de la réglementation thermique sur l'existant « globale ».**

Financement de la transition énergétique

- ⇨ **Mobiliser trois milliards d'euros au niveau de la Caisse des dépôts et consignations afin de financer le plan de rénovation des logements sociaux à hauteur de 1,5 milliard et la rénovation des bâtiments publics à hauteur également de 1,5 milliard d'euros.**
- ⇨ **Mettre en œuvre le décret n° 2015-1524 du 25 novembre 2015 précisant le périmètre des prestations des sociétés de tiers-financement mentionnées au 8 de l'article L. 511-6 du code monétaire et financier.**

Numérique

- ⇨ **Publier le décret sur l'affichage déporté, en application de l'article 28 de la LTECV, afin de permettre aux consommateurs modestes de connaître leur consommation en temps réel.**
- ⇨ **Mettre à disposition des collectivités les données énergétiques conformément au décret n° 2016-973 du 18 juillet 2016.**

Action territoriale

- ⇨ **500 collectivités en France couvrant 21 000 communes participent à la démarche « territoires à énergie positive pour la croissance verte ». 2/3 des Français sont concernés. Jusqu'à présent, 862 conventions financières ont été signées pour un montant total de 100 millions d'euros.**
- ⇨ **Accompagner la mise en œuvre des plans climat-air-énergie territoriaux.**
- ⇨ **Accroître le nombre des plateformes territoriales de la rénovation énergétique, notamment par des initiatives locales qui visent à renforcer la prise de décision des ménages en faveur de la rénovation énergétique de leur logement ou des programmes régionaux pour l'efficacité énergétique prévus par l'article 188 de la LTECV.**

Industrie et produits

- ⇨ **Mettre en œuvre le décret n°2016-141 du 11 février 2016 relatif au statut d'électro-intensif et à la réduction de tarif d'utilisation du réseau public de transport accordée aux sites fortement consommateurs d'électricité, conditionnant ces réductions à la mise en place d'un plan de performance énergétique visant l'adoption des meilleures pratiques en termes de performance énergétique.**
- ⇨ **Poursuivre les dispositifs des prêts éco-énergie et des prêts verts qui permettent de faire bénéficier les PME et ETI de prêts à taux bonifiés de 10 000 € à 3 000 000 €, et de garanties de prêts pour des investissements matériels ou immatériels permettant d'accroître la compétitivité et la performance énergétique et environnementale de leurs procédés ou de leurs produits.**
- ⇨ **Favoriser une révision ambitieuse de l'étiquetage des produits liés à l'énergie (adoption du projet de règlement UE prévue fin 2016).**

Feuille de route prix du carbone

- ⇨ **Mettre en application la trajectoire de la composante carbone pour atteindre 56€ en 2020, avec 22€ la tonne de CO2 au 1er janvier 2016, 30,5€ au 1er janvier 2017.**
- ⇨ **Proposer au niveau européen la mise en place d'un corridor de prix du CO2 dans le cadre de la révision du marché carbone européen EU-ETS.**
- ⇨ **Cibler l'allocation gratuite des quotas en fonction du degré d'exposition aux fuites de carbone.**
- ⇨ **Harmoniser la compensation des coûts indirects du carbone dans le cadre du système d'échange de quotas pour la période post 2020.**
- ⇨ **Promouvoir l'intégration d'une composante carbone dans la fiscalité énergétique européenne.**
- ⇨ **Former une coalition internationale des pays pour un prix du carbone : la Coalition pour la tarification du carbone a fixé l'objectif ambitieux d'augmenter la couverture des émissions globales de gaz à effet de serre par des outils de tarification du carbone, avec un doublement d'ici 2020 et un quadruplement d'ici 2030 pour atteindre 50% des émissions mondiales.**
- ⇨ **Mettre en place d'un mécanisme d'inclusion carbone pour certains produits.**
- ⇨ **Soutenir au niveau international l'arrêt des soutiens aux énergies fossiles.**

Précarité énergétique

- ⇨ **Mener l'expérimentation du chèque énergie dans quatre départements en 2016**

Programmation PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT, DE L'ÉNERGIE ET DE LA MER

Volet relatif à l'offre d'énergie

LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE pour la CROISSANCE VERTE

Table des matières

1 L'ELECTRICITE 4
1.1 Les énergies renouvelables électriques 4
1.2 Le parc thermique à combustible fossile 35
1.3 Le nucléaire 40
1.4 Conclusion sur l'offre d'électricité 43
2 LE GAZ 45
2.1 La demande en gaz 46
2.2 L'offre en gaz naturel 48
2.3 L'offre en gaz renouvelables : le biogaz 50
3 LES CARBURANTS PETROLIERS ET LES BIOCARBURANTS 52
3.1 La demande en produits pétroliers 52
3.2 La production de pétrole brut sur le territoire national 53
3.3 Les importations : description de l'approvisionnement français 54
3.4 Le raffinage 55
3.5 Les biocarburants 56
4 LA CHALEUR 58
4.1 Orientations transversales et équilibre des filières 58
4.2 La consommation finale de chaleur 61
4.3 Les filières chaleur renouvelable et de récupération 65
5 L'EQUILIBRE DEMANDE ET OFFRE DE BIOMASSE 84

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte définit des objectifs pour la transformation de notre système énergétique, qui constituent une déclinaison des engagements internationaux et européens de la France et fixent des cibles précises à l'horizon 2030 et 2050 :

- réduire les émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030 et diviser par quatre les émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050. Par rapport au niveau de 1990 (513 MtCO2eq), le niveau de 2013 (444,5 MtCO2eq) est en baisse de 13,4 %. La trajectoire est précisée dans les budgets carbone ;
- réduire la consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport à la référence 2012, en visant un objectif intermédiaire de 20 % en 2030. Par rapport au niveau de 2012 (166,3 Mtep), le niveau de 2014 est en baisse de 1,4 % (164 Mtep) ;
- réduire la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à la référence 2012, en modulant cet objectif par énergie fossile en fonction du facteur d'émissions de gaz à effet de serre de chacune. Par rapport au niveau de 2012 (259,8 Mtep), le niveau de 2014 est en baisse de 1,2 % (256,6 Mtep) ;
- augmenter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de cette consommation en 2030. En 2030, les énergies renouvelables doivent représenter 40 % de la production d'électricité, 38 % de la consommation finale de chaleur, 15 % de la consommation finale de carburant et 10 % de la consommation de gaz. En 2014, les énergies renouvelables représentaient 14,6 % de la consommation finale brute d'énergie ;
- réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025. En 2015, le nucléaire représentait 76,3 % de la production d'électricité ;
- multiplier par cinq la quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid à l'horizon 2030.

L'atteinte de ces objectifs correspond à une transformation profonde de l'offre d'énergie, reposant notamment sur le développement accéléré de toutes les énergies d'origine renouvelable.

Le présent volet précise les orientations et actions de la programmation pluriannuelle de l'énergie relatives à l'offre d'énergie, au travers des différents vecteurs énergétiques : l'électricité, le gaz, les produits pétroliers, la chaleur, et enfin de manière intégrée la biomasse. D'autres décompositions seraient possibles, par exemple par ressource (solaire, éolien, pétrole, gaz, uranium) ou par besoin (logement, transport, activités économiques). L'approche retenue permet de disposer d'une vision d'ensemble par type d'énergie, et reprend la décomposition habituelle des bilans énergétiques du SOeS.

Les orientations et actions retenues en matière de développement des énergies renouvelables ont tenu compte des enjeux environnementaux associés aux technologies de production et aux ressources naturelles mobilisées. S'agissant des ressources en biomasse en particulier, qui interviennent dans plusieurs vecteurs énergétiques, les choix ont pris en compte un principe de priorisation des usages du bois en fonction de leur efficacité, en favorisant l'utilisation du bois comme matériau, puis sa valorisation énergétique par la production de chaleur, préférable à la production d'électricité.

Les estimations quantitatives des émissions de CO2 dans le domaine de la production d'énergie sont présentées dans l'évaluation environnementale stratégique. Elles démontrent l'incidence positive de la PPE et le respect jusqu'à 2023, dans le scénario de référence, des budgets carbone fixés à titre indicatif par la SNBC dans ce secteur.

1 L'électricité

La nécessité d'éviter toute rupture d'approvisionnement tout en minimisant le coût pour la collectivité, tant économique qu'environnemental, et le respect des objectifs de la loi, en particulier en matière de développement des énergies renouvelables, conduisent à fixer les priorités d'action générales suivantes :

- Augmenter de plus de 50% le rythme de développement des énergies renouvelables électriques ;
- Limiter le recours au parc thermique à flamme en fonction du réel besoin de flexibilité, dans des conditions environnementales et économiques satisfaisantes, et privilégier les solutions d'effacement pour piloter l'équilibre offre-demande ;
- Engager les investissements de sûreté et de préparation d'une première tranche de prolongations des centrales nucléaires au cours de la première période de la programmation tout en conservant des flexibilités pour la deuxième période, pour tenir compte de l'objectif de diversification, des décisions futures de l'ASN, du rythme de développement des énergies renouvelables et de l'évolution constatée de la consommation et des exportations.

1.1 Les énergies renouvelables électriques

⇨ ***Document de référence : Panorama de l'électricité renouvelable en 2015, RTE - SER - ERDF - ADEeF, 2016.***

1.1.1 Les orientations transversales

Objectif général

⇨ **Augmenter la production d'électricité renouvelable à hauteur de 150 à 167 TWh en 2023.**

Orientations transversales

⇨ **Mener à bien la transition vers de nouvelles modalités de soutien reposant sur le complément de rémunération.**

⇨ **Accélérer le développement des projets d'énergies renouvelables tout en prenant en compte de façon renforcée les enjeux environnementaux, de faisabilité locale, de conflits d'usages.**

⇨ **Concrétiser et poursuivre les mesures de simplification administrative mises en œuvre afin de raccourcir les délais de développement et de réduire les coûts.**

⇨ **Soutenir le développement de l'investissement participatif dans les projets par les citoyens et les collectivités locales.**

⇨ **Réduire les délais des appels d'offres et mettre en place un cadencement régulier.**

⇨ **Etendre la maîtrise de la chaîne de valeur des filières d'énergies renouvelables de l'industrie française pour le marché national et l'export par l'innovation et l'accompagnement aux initiatives de structurations des filières.**

⇨ **Publier la stratégie nationale de transition vers l'économie circulaire facilitant notamment le recyclage des métaux nécessaire au développement des énergies renouvelables.**

⇨ **Développer et adapter les actions de formation requises par le développement des énergies renouvelables dans le cadre du plan de programmation de l'emploi et des compétences.**

Actions concrètes 2016-2017

- ⇨ **Mettre en place les nouveaux mécanismes de soutien (complément de rémunération) : publier les arrêtés tarifaires en 2016.**
- ⇨ **Mettre en œuvre la nouvelle procédure d'appel d'offres prévue par le décret n° 2016-170 du 18 février 2016 afin d'accélérer les délais.**
- ⇨ **Simplifier l'autorisation d'exploiter au titre du code de l'énergie, en relevant très significativement les seuils de puissance des installations ENR soumises à cette procédure afin d'en dispenser la plupart lorsqu'elles sont développées dans le cadre des dispositifs de soutien mis en place par l'Etat.**
- ⇨ **Simplifier le cadre juridique applicable aux énergies renouvelables en mer en limitant les délais de recours en confiant le traitement des recours par une Cour Administrative d'Appel (CAA) spécialisée en premier et dernier ressort, en allongeant la durée de concession du DPM de 30 à 40 ans et en réduisant les délais de recours liés à l'autorisation loi sur l'eau. Le décret n° 2016-9 du 8 janvier 2016 concernant les ouvrages de production et de transport d'énergie renouvelable en mer a été publié le 10 janvier 2016.**
- ⇨ **Simplifier les démarches administratives pour bénéficier de l'obligation d'achat avec la suppression de la procédure du CODOA (certificat ouvrant droit à l'obligation d'achat).**
- ⇨ **Simplifier les démarches administratives en permettant de proroger plusieurs fois le délai de validité des autorisations d'urbanisme portant sur l'ensemble des ouvrages de production d'énergie renouvelable, dans la limite d'un délai de 10 ans à compter de la délivrance de la décision. Le décret n° 2016-6 du 5 janvier 2016 relatif à la durée de validité des autorisations d'urbanisme et portant diverses dispositions relatives à l'application du droit des sols et à la fiscalité associée a été publié le 6 janvier 2016.**
- ⇨ **Tirer en 2017 le bilan des expérimentations de permis unique.**
- ⇨ **Mettre en œuvre le décret n° 2016-399 du 1er avril 2016 relatif au délai de raccordement des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable.**
- ⇨ **Intégrer des critères et bonus liés à l'investissement participatif dans les appels d'offres.**
- ⇨ **Assouplir par décret les conditions applicables au financement participatif de projets de production d'énergie renouvelable sur des plates-formes.**

DES OBJECTIFS AMBITIEUX

La directive n° 2009/28/CE du Parlement européen et du Conseil du 23 avril 2009 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables fixe l'objectif de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie totale à l'horizon 2020 et à l'échelle de l'Union. Les conclusions du Conseil européen des 23 et 24 octobre 2014 ont par ailleurs fixé un objectif d'au moins 27 % d'énergie renouvelable dans sa consommation énergétique, qui sera contraignant au niveau européen.

Dans ce cadre, la France s'est engagée à porter la part des énergies renouvelables de sa consommation énergétique finale d'à peine 10 % en 2005 à 23 % en 2020, objectif qui se déclinait en 27% d'énergies renouvelables électriques. Il s'agit ainsi de produire 20 Mtep d'énergies renouvelables en plus, en faisant plus que doubler le niveau initial. La France s'est par ailleurs fixée des objectifs ambitieux de développement des énergies renouvelables à 2030 dans le cadre de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, qui prévoit une part de 32 % d'énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale en 2030, dont 40 % pour la part d'énergies renouvelables dans la production d'électricité (contre un peu moins de 20 % en 2014, et 16 % environ en 2015, année marquée par une production hydraulique très faible).

L'ensemble des objectifs quantitatifs de développement définis dans le présent chapitre permet d'atteindre une **production d'électricité renouvelable comprise entre 150 et 167 TWh par an en 2023**, soit entre 12,9 et 14,4 Mtep. Si la consommation et le solde exportateur restaient stables, la production d'électricité renouvelable représenterait 28 à 31 % de la production électrique et 32 à 35 % de la consommation électrique en 2023.

Ces objectifs nous placent en ligne avec l'atteinte d'un objectif de 40 % de production électrique renouvelable en 2030 : dans un scénario où la consommation électrique et le solde exportateur seraient inchangés en 2030 (respectivement à environ 475 et 65 TWh), l'objectif de 40 % de production équivaudrait à 216 TWh (soit 18,6 Mtep), et une progression linéaire vers cet objectif conduirait à une production électrique renouvelable d'environ 155 TWh (soit 13,3 Mtep) en 2023.

Dans le cas où la consommation électrique croitrait fortement sur la période, une nouvelle accélération du développement des énergies renouvelables serait nécessaire au-delà de 2023 pour atteindre l'objectif de 40 %.

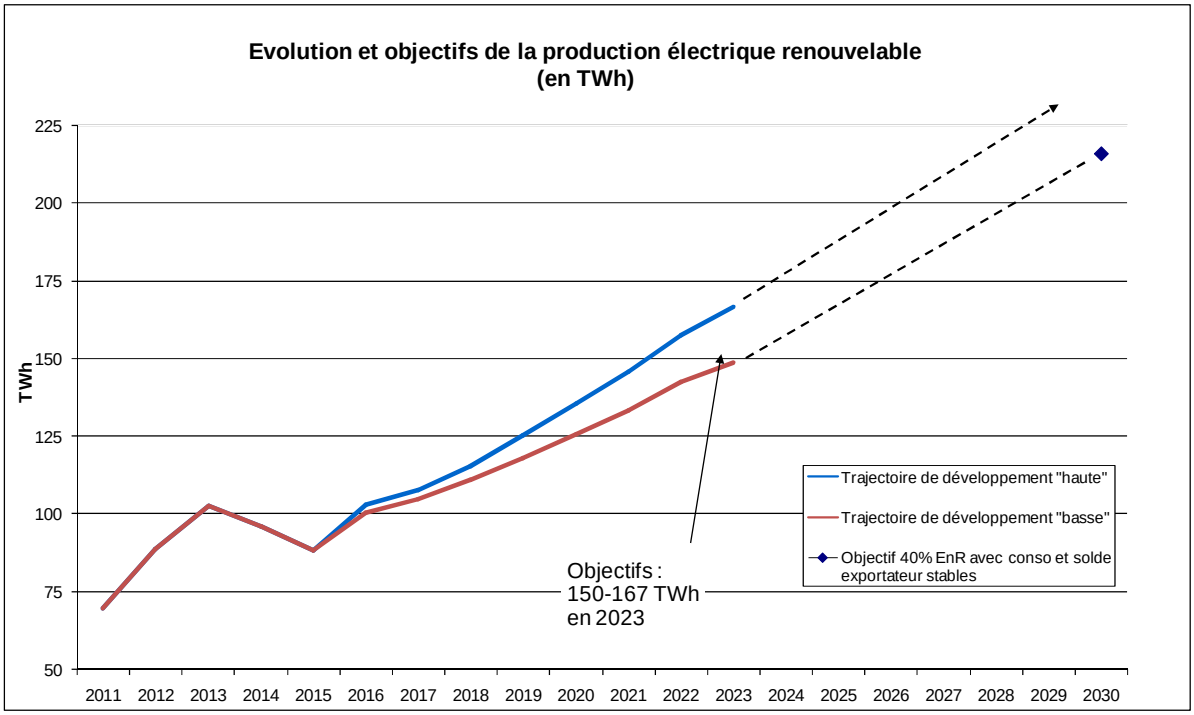


Figure 1. Evolution de la production électrique renouvelable selon les objectifs fixés

Ces objectifs très ambitieux nécessitent une action très forte de soutien à l'ensemble des filières d'énergie renouvelable, en tenant compte de leurs spécificités variées.

UN NECESSAIRE EQUILIBRE ENTRE LES DIFFERENTES FILIERES

Un des principaux enjeux de la programmation pluriannuelle de l'énergie est de décliner les objectifs de développement des énergies renouvelables électriques fixés par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte entre les différentes filières renouvelables. Cette déclinaison doit correspondre à une optimisation et un équilibre entre plusieurs enjeux :

- **l'enjeu financier** : dans la mesure où les énergies renouvelables sont à ce jour très majoritairement soutenues par la puissance publique (et à travers elle par le consommateur, via la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité et les taxes intérieures de consommation sur les énergies fossiles), il est important d'orienter le développement vers les filières les plus compétitives, ou qui disposent d'un potentiel de réduction des coûts qui les rendra compétitives dans un futur proche ;
- **l'enjeu environnemental** : les impacts des installations de production d'électricité doivent être maîtrisés, qu'il s'agisse des impacts liés à leur implantation, ou ceux liés à leur exploitation (par exemple la pression sur la ressource en biomasse) ;
- **l'enjeu de faisabilité** : si le gisement brut ne constitue souvent pas une contrainte pour le développement de la majorité des nouvelles énergies renouvelables, les enjeux d'acceptation des projets par les acteurs locaux, notamment les projets éoliens, ont montré ces der-

nières années l'importance de mieux accompagner les processus locaux pour faciliter le développement des projets ;

- **l'enjeu d'intégration au système électrique** : les installations utilisant l'énergie des cours d'eau, du soleil ou du vent ont des profils de production variables, ce qui nécessite de gérer leur intermittence et d'améliorer la flexibilité du système électrique pour garantir la sécurité d'approvisionnement.

La question du gisement technique des différentes filières d'énergie renouvelable apparaît en revanche peu prégnante : excepté pour l'hydroélectricité et pour la géothermie électrique où les gisements d'énergie restant à développer apparaissent limités en métropole, les autres filières sont caractérisées par des potentiels de développement physique très supérieurs aux capacités qui devraient être développées pour atteindre l'objectif de 40 % d'énergie renouvelable en 2030 (et l'hydroélectricité présente un gisement important de puissance et de stockage).

Si l'hydroélectricité est aujourd'hui une électricité non intermittente, peu coûteuse et prépondérante dans le mix électrique renouvelable, les contraintes techniques et environnementales liées à son développement ainsi que le faible potentiel restant à développer nécessitent de porter les efforts également sur les autres filières d'énergies renouvelables.

L'éolien terrestre est aujourd'hui l'énergie renouvelable la moins coûteuse avec l'hydraulique (de taille moyenne) et les centrales solaires au sol. Cette filière doit donc constituer l'un des piliers du développement des énergies renouvelables dans le mix électrique. Elle présente, toutefois, des enjeux environnementaux et de faisabilité locale importants qui freinent actuellement son développement, et limiteront probablement son accélération à court terme. L'atteinte des objectifs nécessite par conséquent un développement important des autres filières.

La filière photovoltaïque, dont les coûts se sont réduits drastiquement ces dernières années, présente un potentiel important, à la fois pour les centrales au sol et pour les centrales sur bâtiment. Le coût des centrales photovoltaïques au sol devrait passer en-dessous du coût de l'éolien terrestre dans les prochaines années : cela justifie de privilégier le développement de ces installations, tout en veillant à la localisation prioritaire des projets sur les espaces artificialisés afin de préserver les espaces naturels et agricoles et de limiter les conflits d'usages des sols.

Les filières de production d'électricité renouvelable à partir d'énergie thermique ont l'avantage de produire de l'électricité en base en remplaçant des moyens de production fossiles ou nucléaires. Les impacts environnementaux qu'elles présentent en matière d'utilisation de la ressource de biomasse et la hiérarchie des usages doivent toutefois conduire à préférer une valorisation de la chaleur quand c'est possible, et orienter la valorisation électrique vers des ressources particulières comme les déchets. Le potentiel technique de la ressource biomasse existe[1], sous réserve de lever les freins à la mobilisation de la ressource et sans préjuger d'éventuels déséquilibres locaux.

La filière géothermie électrique, dont la production reste marginale en métropole, présente également l'avantage de produire de l'électricité en base et sans intermittence. La filière se structure progressivement autour de plusieurs projets à la fois dans les territoires ultra-marins et en métropole, laissant présager d'une augmentation de la capacité installée dans les années à venir.

Enfin, les filières marines présentent des potentiels de développement importants mais des coûts encore élevés. Les objectifs fixés dans la PPE doivent donc tenir compte de leurs perspectives industrielles en France et à l'export, de leurs enjeux environnementaux dont la connaissance doit être améliorée, et du degré de maturité et de compétitivité des technologies.

SIMPLIFIER ET ACCELERER LE DEVELOPPEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES ELECTRIQUES

Réformer les mécanismes de soutien pour intégrer au marché des quantités croissantes d'énergies renouvelables

Le développement des énergies renouvelables s'inscrit dans un contexte national et européen en évolution. Le secteur des énergies renouvelables est désormais confronté à un défi majeur : pour s'adapter à l'intégration de quantités importantes d'énergies renouvelables dans le mix de production électrique, les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables doivent contribuer à favoriser une

[1] Au vu des résultats de l'étude menée par l'IGN – FCBA – ADEME sur les disponibilités en bois en France métropolitaine aux horizons 2020 et 2035.

intégration des renouvelables la plus efficace possible dans le marché de l'électricité et le système électrique.

Dans ce nouveau contexte, le principe de vente de l'électricité sur le marché associée à une prime complémentaire, le « complément de rémunération », a été instauré par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Ce nouveau dispositif de soutien concerne l'ensemble des installations de plus de 500 kW .

Développer les appels d'offres

Le complément de rémunération sera combiné, pour une part importante des nouvelles capacités (en particulier pour la majorité des installations de plus de 1 MW à partir de 2017), à des dispositifs d'appels d'offres, qui présentent les avantages suivants :

- favoriser la concurrence pour faire baisser les coûts unitaires de production,
- mieux piloter le rythme de développement des différentes filières, pour contrôler les volumes,
- prendre en compte des enjeux environnementaux et des risques de conflits d'usage au travers des modalités de sélection des projets (enjeux sur la ressource pour la cogénération biomasse, conflits d'usage potentiel avec les terres agricoles pour les centrales photovoltaïque au sol, rareté des zones propices pour l'éolien en mer, etc.).

Afin d'accélérer le développement des énergies renouvelables pour atteindre les objectifs évoqués précédemment, une simplification des appels d'offres a été engagée. Jusqu'à présent, les délais entre la décision de lancement de l'appel d'offres et celle de désignation des lauréats pouvaient aller de 18 à 27 mois. La procédure a été simplifiée pour réduire ces délais : le cahier des charges est désormais rédigé par les services du ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer ; les délais d'instruction ainsi que les délais entre l'élaboration du cahier des charges et sa publication sont raccourcis ; le dépôt des dossiers se fait par voie électronique et le cahier des charges peut prévoir la mise en place d'un système de classement automatisé des offres déposées en ligne afin de réduire le délai d'instruction, en particulier pour les filières où les projets sont relativement standardisés.

L'affichage d'une planification des appels d'offres constitue également une voie d'amélioration, pour donner de la visibilité aux industriels. A partir de 2016, le lancement d'appels d'offres pluriannuels, fondés sur un cahier des charges commun et des périodes de candidature successives, sera systématisé selon le calendrier indicatif suivant :

Calendrier prévisionnel	2016				2017				2018				2019	
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2
Solaire (sol)		Lancement AO tri-annuel		Échéance 1 (500 MW)		Échéance 2 (500 MW)		Échéance 3 (500 MW)		Échéance 4 (500 MW)		Échéance 5 (500 MW)		Échéance 6 (500 MW)
Solaire (bâtiments)		Lancement AO tri-annuel		Échéance 1 (150 MW)	Échéance 2 (150 MW)	Échéance 3 (150 MW)		Échéance 4 (150 MW)	Échéance 5 (150 MW)	Échéance 6 (150 MW)		Échéance 7 (150 MW)	Échéance 8 (150 MW)	Échéance 9 (150 MW)
Biomasse	Lancement AO tri-annuel		Échéance 1 (50 à 100 MW)				Échéance 2 (50 à 100 MW)				Échéance 3 (50 à 100 MW)			
Méthanisation	Lancement AO tri-annuel		Échéance 1 (10 MW)				Échéance 2 (10 MW)				Échéance 3 (10 MW)			
Eolien en mer posé		Lancement d'un appel d'offre et des études techniques mutualisées												
Petite Hydro-électricité		Lancement AO1		Echéance AO1	Attribution AO1		Lancement AO2 éventuel		Echéance AO2		Attribution AO2			
Hydrolien			Lancement AO1										Lancement AO 2	
Eolien flottant			Lancement AO1											

Figure 2. Calendrier indicatif des appels d'offres pour les énergies renouvelables

Simplifier les procédures administratives

La simplification des procédures administratives pour l'implantation de nouvelles installations de production d'électricité renouvelable est un levier important de l'accélération du développement des énergies renouvelables. A cet égard, les actions suivantes ont été mises en œuvre en cohérence avec les objectifs ambitieux fixés par la PPE :

- La procédure d'appels d'offres pour le développement des énergies renouvelables a été simplifiée pour permettre le lancement plus rapide de nouveaux appels d'offres et répondre aux objectifs ambitieux de la PPE (décret n° 2016-170 du 18 février 2016 relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité) ;
- L'autorisation d'exploiter au titre du code de l'énergie a été simplifiée en relevant très significativement les seuils de puissance des installations de production à partir d'énergie renouvelable soumises à cette procédure afin d'en dispenser la plupart lorsqu'elles sont développées dans le cadre des dispositifs de soutien mis en place par l'Etat (décret n° 2016-687 du 27 mai 2016 relatif à l'autorisation d'exploiter les installations de production d'électricité) ;
- Le cadre juridique applicable aux énergies renouvelables en mer a été simplifié en limitant les délais de recours en confiant le traitement des recours par une cour administrative d'appel spécialisée en premier et dernier ressort, en allongeant la durée de concession du DPM de 30 à 40 ans et en réduisant les délais de recours liés à l'autorisation loi sur l'eau (décret n° 2016-9 du 8 janvier 2016 concernant les ouvrages de production et de transport d'énergie renouvelable en mer) ;
- Les démarches administratives pour bénéficier de l'obligation d'achat ont été simplifiées en supprimant la procédure du CODOA (certificat ouvrant droit à l'obligation d'achat) (décret n° 2016-691 du 28 mai 2016) ;
- Les démarches administratives ont été simplifiées en permettant de proroger plusieurs fois le délai de validité des autorisations d'urbanisme portant sur l'ensemble des ouvrages de production d'énergie renouvelable, dans la limite d'un délai de 10 ans à compter de la délivrance de la décision (décret n° 2016-6 du 5 janvier 2016 relatif à la durée de validité des autorisations d'urbanisme et portant diverses dispositions relatives à l'application du droit des sols et à la fiscalité associée) ;
- enfin, le permis unique devrait être étendu en 2017, et conduire à la suppression pour l'éolien terrestre de la nécessité d'un permis de construire.

Développer l'investissement participatif et favoriser l'appropriation locale des projets

A l'échelle territoriale, l'investissement participatif devrait permettre de renforcer l'ancrage territorial des installations renouvelables et de faciliter les projets en améliorant leur faisabilité locale. Le Gouvernement prévoit ainsi, en application de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, de faciliter la participation des habitants et des collectivités territoriales au capital des sociétés de projet pour les énergies renouvelables. Ceci permettra aux citoyens et aux territoires de s'approprier les questions d'énergie en devenant acteurs de la transition énergétique, ce qui constitue un levier important de la réussite des projets. Concrètement, les appels d'offres lancés à partir de 2016 favorisent systématiquement les projets qui mettent en œuvre des solutions d'investissement participatif.

1.1.2 L'hydroélectricité

Objectifs quantitatifs

- ⇨ **Augmenter la capacité de production hydroélectrique de 500 à 750 MW et la production de 2 à 3 TWh d'ici 2023.**

Orientations

- ⇨ **Préserver la capacité de flexibilité de l'hydroélectricité, essentielle pour contribuer à la flexibilité du système électrique et faciliter l'intégration de capacités accrues d'énergies renouvelables.**
- ⇨ **Evaluer les pertes de production liées aux actions de rétablissement de la continuité écologique et optimiser autant que possible la conciliation des enjeux de préservation des milieux et de production d'énergie renouvelable.**

- ⇨ **Relancer le développement de l'hydroélectricité par des appels d'offres réguliers et par l'optimisation des concessions existantes.**
- ⇨ **Engager d'ici 2023 des projets de stockage sous forme de STEP, en vue d'un développement de 1 à 2 GW de capacités entre 2025 et 2030.**

Actions concrètes 2016-2017

- ⇨ **Lancer un appel d'offres dédié au développement de la micro et petite hydroélectricité en 2016.**
- ⇨ **Permettre le bénéfice du complément de rémunération pour les nouvelles concessions hydroélectriques qui le nécessitent.**
- ⇨ **Identifier les conditions économiques permettant le développement des STEP, notamment en termes d'évolution de la fiscalité.**

LE DEVELOPPEMENT DE LA FILIERE ENTRE 2009 ET 2015

L'hydroélectricité est la première des énergies renouvelables en France, avec un productible[2] annuel d'environ 67 TWh, soit 5,8 Mtep. La production effective varie fortement selon les années en fonction des conditions hydrologiques, comme l'a démontrée la période récente : de 50,3 TWh en 2011, la production a cru à 75,7 TWh en 2013. Compte tenu de cette variabilité mais aussi du caractère flexible de la production hydroélectrique qui est un atout pour le système électrique, cette filière doit toujours être analysée selon les deux indicateurs du productible et de la puissance installée.

L'hydroélectricité est une filière mature dont le développement est inférieur aux objectifs. La PPI de 2009 retenait ainsi les objectifs de développement de 3 TWh de production et 3000 MW de puissance installée supplémentaires à l'horizon 2020, par rapport à 2009.

	Puissance	Production	*Dont perte liée aux débits réservés et actions de continuité écologique*	*Dont évolution de la production brute (optimisation existant, nouvelles centrales)*
Objectifs PPI	+ 3000 MW	+ 3 TWh	*- 2,5 TWh*	*+ 5,5 TWh*
Réalisé 2015	Non significatif	- 1,3 TWh	*- 2,2 TWh estimés*	*+ 0,9 TWh estimés*

Tableau 1 : Objectifs PPI pour l'hydroélectricité (source : DGEC)

Ces objectifs sont très loin d'être atteints :

- Fin 2014, la puissance raccordée s'élevait à 25 391 MW[3] ; la file d'attente était de 571 MW, représentant environ 20% de l'objectif de développement.
- Par rapport à 2009, un seul projet d'envergure a été mis en service : le barrage de Rizzanese en Corse, d'une puissance de 55 MW. Aucun appel d'offre n'a été mené pour développer les capacités de production.
- Il n'y a pas eu de développement permettant de compenser la réduction de la production due au relèvement des débits réservés début 2014 et aux actions d'amélioration de la continuité écologique. Seuls 0,9 TWh seraient aujourd'hui en développement (projet Romanche-Gavet, équipements de turbinage des débits réservés).

Les évolutions du cadre réglementaire

Le cadre réglementaire des installations hydroélectriques connaît une évolution importante :

→ *Installations soumises à autorisation* : un décret du 1er juillet 2014 a pleinement intégré ces installations dans la nomenclature IOTA (installations, ouvrages, travaux, activités ayant des incidences sur les milieux aquatiques), leur classement en autorisation ou déclaration étant désormais lié à leur incidence physique sur le milieu et non à leur fonction de production d'électricité. Un arrêté ministériel de prescriptions générales, remplaçant le règlement d'eau type, a été publié le 11 septembre 2015.

[2] Compte tenu de la forte variabilité des conditions hydrologiques d'une année à l'autre, la production hydroélectrique est davantage mesurée par le productible, qui constitue la production maximale annuelle (sans maintenance, arrêts, etc.) dans des conditions hydrologiques moyennes.
[3] Panorama des énergies renouvelables 2014.

Par ailleurs, l'expérimentation relative à l'autorisation unique pour les IOTA, intégrant l'ensemble des autorisations requises au titre du code de l'environnement a été étendue à l'ensemble du territoire par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, et doit permettre de réduire les délais d'instruction des dossiers.

→ *Installations soumises au régime de concession* : la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte comporte de nombreuses dispositions rénovant le cadre des concessions, qui seront mises en œuvre sur la première période de la PPE : regroupement des concessions par vallée, prolongation éventuelle de certaines concessions, et renouvellement des concessions échues le cas échéant sous la forme de sociétés d'économie mixte.

Ces dispositions visent notamment à encourager l'investissement pour développer les capacités hydroélectriques. Les résultats ne se traduiront pas par des augmentations de puissance ou de production dans la première période de la PPE, mais certains projets pourront aboutir à l'horizon 2023.

LES ENJEUX SOCIO-ECONOMIQUES, INDUSTRIELS ET ENVIRONNEMENTAUX

Enjeux pour le système électrique

La filière hydroélectrique est essentielle pour la transition du système électrique :

- il s'agit d'une filière renouvelable prédictible ;
- sa flexibilité (installations de lacs et d'éclusée et STEP) permet d'assurer l'équilibre offre-demande lors des périodes de tension sur le système électrique, à la place de moyens thermiques coûteux et fortement émetteurs de gaz à effet de serre ;
- le stockage hydraulique permet de lisser la production pour suivre la consommation sur une période hebdomadaire (stockage le week-end et production en semaine) ;
- enfin, la flexibilité des installations de lac et d'éclusée permet de répondre aux besoins d'ajustement du système électrique (services système et mécanisme d'ajustement) à la place d'autres moyens de production moins flexibles pour optimiser globalement le système électrique.

Enjeux environnementaux

Afin de préserver la qualité des milieux aquatiques et de garantir les autres usages de l'eau, un ouvrage hydroélectrique doit observer différentes prescriptions comme le maintien d'un débit minimum dans le cours d'eau où il se trouve, appelé « débit réservé », ou l'équipement de dispositifs permettant de garantir la continuité écologique du cours d'eau comme les passes à poissons.

Les débits réservés ont en particulier été relevés par la réglementation à partir du 1er janvier 2014 : ils ne doivent pas être inférieurs au 10ème du module, ou au 20ème du module sur les cours d'eau dont le module est supérieur à 80m3/s ainsi qu'à l'aval d'ouvrages assurant la production d'électricité aux heures de pointe. La mise en place de ces dispositions a impacté la production électrique des ouvrages existants dans une proportion estimée à 2,2 TWh entre 2009 et 2015. Cet impact reste encore à quantifier pour les années à venir puisque la réglementation prévoit que les ouvrages hydroélectriques implantés sur les cours d'eaux classés en liste 2 en application de l'article L. 214-17 du code de l'environnement devront disposer de dispositifs assurant la continuité écologique d'ici 2017 ou 2018 suivant le bassin versant où se trouve l'ouvrage hydroélectrique.

A l'instar des ouvrages existants, les projets hydroélectriques soulèvent des problématiques environnementales très différentes suivant la taille du projet et selon la sensibilité de son lieu d'implantation. Pour un projet de faible ampleur visant l'équipement d'un seuil existant, l'impact du projet pourra se limiter à la problématique de dévalaison des poissons en lien avec l'installation d'une turbine, et à la modification du régime hydrologique en cas de tronçon court-circuité. Pour un projet hydroélectrique sur site vierge, des impacts supplémentaires sont à considérer comme ceux liés à l'ennoiement (hydromorphologie, qualité de l'eau), ou encore ceux touchant la continuité écologique à la montaison ou pour le transit des sédiments. Sur les projets d'envergure comportant des barrages réservoirs, la gestion, lors de la conception du projet, des impacts du fonctionnement par éclusée est déterminante. Enfin quelle que soit la taille du projet, les effets cumulés sont à évaluer lorsque des ouvrages équipent déjà le cours d'eau concerné, notamment en termes de continuité écologique ou lorsqu'un ennoiement est envisagé.

Enjeux industriels et d'emploi

La filière hydroélectrique française, construite sur le développement d'un parc national important, est ancienne. Compte tenu de l'absence de grands projets ces dernières années, les entreprises ont principalement développé leur activité à l'export. Le savoir-faire français en hydroélectricité est mondialement reconnu, et l'activité des entreprises françaises à l'étranger est en essor. Ce sont les études et l'ingénierie qui constituent le gros des exportations, plutôt que les exportations d'équipements. En 2012, les exportations d'équipements dans la filière hydraulique ont représenté 463 M€ pour une puissance de 44 MW, correspondant à près de 2100 emplois.

La filière hydroélectrique représentait environ 12 000 emplois en France en 2012 selon l'ADEME[4], qui se concentrent principalement sur la production avec 8 800 emplois, la partie construction - fabrication représentant environ 3000 emplois. L'ingénierie d'EDF et ALSTOM constituent les deux principaux acteurs français pour les installations importantes. Un écosystème de PME existe aussi autour de la petite hydroélectricité.

Coûts de l'hydroélectricité

L'hydroélectricité est une des énergies renouvelables les moins coûteuses en raison d'une durée de vie des installations importante sous réserve d'investissements réguliers. Les coûts de construction sont élevés (génie civil, équipement, raccordement au réseau), pour des coûts d'exploitation et de maintenance relativement faibles et alors que les coûts liés aux travaux à visée environnementale sont de plus en plus conséquents.

De fortes disparités sont cependant observées suivant les caractéristiques de l'installation et notamment en fonction de la puissance installée et de la hauteur de chute exploitée. Ainsi plus la puissance installée et la hauteur de chute seront grandes, moins l'énergie hydroélectrique sera coûteuse. Les coûts unitaires moyens observés[5] oscillent ainsi entre 30 et 50 €/MWh pour de grandes installations au fil de l'eau, 70 et 90 €/MWh pour les installations de forte puissance et exploitant des hautes chutes, tandis que ceux des installations de faible puissance et exploitant des basses chutes peuvent varier entre 100 et 160 €/MWh.

Enfin, certaines installations présentent des coûts unitaires particuliers :

- celles découlant de l'équipement hydroélectrique d'un seuil existant et dont les investissements en génie civil vont donc être moindres ; les coûts unitaires moyens peuvent alors être diminués de l'ordre 25 % par rapport à ceux observés pour des installations similaires ;
- les STEP dont les coûts d'exploitation sont élevés en raison des charges supplémentaires liées au pompage et de périodes de turbinage moins étendues.

<u>LES OBJECTIFS DE DEVELOPPEMENT 2018 et 2023</u>

Des travaux menés en 2013 ont actualisé l'évaluation du potentiel hydroélectrique restant à développer : une première étude réalisée par l'UFE a été confrontée aux différentes études régionales réalises dans le cadre des SRCAE ainsi qu'aux connaissances des DREAL, permettant d'aboutir dans la plupart des cas à une convergence sur l'évaluation du potentiel[6]. Le tableau suivant présente le croisement de ce potentiel avec le classement des cours d'eau (continuité écologique).

	Régime juridique	Cours d'eau classé	
		Liste 1	Hors liste 1
Nouveaux ouvrages	Autorisation (PMB < 4,5 MW)	Env. 580 MW 1,9 TWh	**Env. 170 MW** **0,6 TWh**
	Concession (PMB ≥ 4,5 MW)	Env. 1600 MW 5,8 TWh	**Env. 490 MW** **1,7 TWh**
Seuils existants	Autorisation	**Entre 260 et 470 MW** **(0,9 – 1,7 TWh)**	

Tableau 2 : Potentiel hydroélectrique

[4] Etude Marchés et emplois liés à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables - Novembre 2014
[5] LCOE - levelized cost of energy, ou coût moyen actualisé de l'énergie
[6] Voir la synthèse du rapport disponible ici : http://www.developpement-durable.gouv.fr/Potentiel-hydroelectrique-francais.html

Le potentiel pour les nouveaux ouvrages constitue un potentiel physique, mais la faisabilité technique, environnementale et économique d'un équipement reste à examiner.

Pour développer ce potentiel, un appel d'offres portant à la fois sur des zones propices (construction de nouveaux ouvrages) et sur l'équipement de seuils existants a été lancé en 2016, pour les installations soumises à autorisation. Un retour d'expérience devra être réalisé sur ce premier appel d'offres, notamment pour vérifier qu'il permet une bonne prise en compte en amont des enjeux environnementaux. Par ailleurs, le décret du 27 avril relatif aux concessions d'énergie hydraulique prévoit que l'Etat peut engager la création de nouvelles concessions (puissance supérieure à 4,5 MW) sur des zones propices. Ces démarches aboutiront dans quelques années, la durée nécessaire pour mettre en service des installations après sélection par appel d'offres étant de l'ordre de 4 ans.

Le renouvellement des concessions constitue un deuxième levier pour développer l'hydroélectricité, notamment via des suréquipements d'ouvrage permettant des gains en puissance, et des investissements dans les STEP.

Enfin, il existe un potentiel d'optimisation sur les concessions existantes, non chiffré, comme le montre l'exemple des ouvrages de Gavet, sur la Romanche : 6 centrales seront remplacées par une nouvelle centrale unique de 92 MW, avec un gain de production annuelle de 150 GWh. Cette optimisation des concessions existantes sera facilitée par le regroupement des concessions par vallée, introduit par la loi relative à la transition énergétique, qui donnera une visibilité aux concessionnaires. Elle pourra aussi être réalisée dans le cadre d'éventuelles prolongations de concessions, et constituera dans tous les cas un enjeu important des renouvellements de concessions échues.

A l'horizon 2018, le potentiel de développement de l'hydroélectricité apparaît très limité, les mises en service correspondant aux projets déjà connus actuellement. En petite hydroélectricité, des rénovations d'installations existantes vont se poursuivre mais le développement de nouvelles installations sera limité à cette échéance. Sur cette période, l'enjeu fort sera de parvenir à la mise en conformité avec les règles relatives à la continuité écologiques (cours d'eau de classe 2) en limitant les pertes de productibles.

A l'horizon 2023, les travaux réalisés à l'occasion des premiers renouvellements des contrats de concession entreront en service. L'objectif retenu à cette échéance est de développer entre la moitié et les deux tiers du potentiel restant, soit 2 à 3 TWh et 500 à 750 MW, en **identifiant les secteurs de moindre enjeu environnemental.**

Au-delà de 2023, l'hydroélectricité pourrait contribuer de manière décisive à répondre au besoin de flexibilité du système électrique à l'horizon 2030, notamment grâce aux STEP. L'augmentation de la puissance installée sera recherchée prioritairement par des suréquipements d'ouvrages existants, qui ont un impact environnemental limité, ou par l'équipement de sites favorables (présence d'une voire de deux retenues déjà construites, proximité au réseau de transport d'électricité, etc.). RTE identifiait ainsi un besoin supplémentaire de stockage de 2 GW à l'horizon 2030 dans le scénario « Nouveau Mix » du bilan prévisionnel publié en 2014. Compte tenu des coûts des différentes technologies, une partie significative de cette capacité devrait être constituée de STEP.

1.1.3 L'éolien terrestre

Objectifs quantitatifs

- ⇨ **Augmenter la capacité éolienne terrestre installée à 15 GW en 2018 et la porter entre 21,8 et 26 GW d'ici 2023.**

Orientations

- ⇨ **Consolider d'ici fin 2016 le régime de soutien financier à l'éolien terrestre et engager la transition vers les nouveaux mécanismes de soutien : complément de rémunération et appels d'offres.**
- ⇨ **Poursuivre les efforts de concertation locale et de consolidation du cadre juridique, afin d'éviter le mitage du territoire et de limiter les impacts sur les paysages, le patrimoine et la qualité de vie des riverains.**

⇨ **Examiner au cas par cas les enjeux environnementaux du développement de l'éolien, dans le cadre de l'instruction des demandes d'autorisation administrative, notamment via l'étude d'impact environnemental réalisée au titre de la procédure relative aux installations classées pour la protection de l'environnement dans le cadre du permis environnemental unique.**

Actions concrètes 2016-2017

- ⇨ **Sécuriser les projets en assurant le basculement vers le complément de rémunération en 2016.**
- ⇨ **Mettre en place un nouvel arrêté tarifaire à compter de 2017 instaurant un complément de rémunération pour les installations de moins de 6 mâts.**
- ⇨ **Lancer en 2017 les premiers appels d'offres pour les installations de grande puissance.**
- ⇨ **Poursuivre la consolidation et la simplification des procédures administratives.**

LE DEVELOPPEMENT DU PARC EOLIEN DE 2009 A 2015

Le parc éolien en France métropolitaine continentale s'établit à 10 308 MW raccordés à fin décembre 2015, répartis sur 1 390 installations[7]. La progression du parc installé a été forte en 2009 et 2010, avant de connaitre un ralentissement à partir de 2011, pour des raisons généralement attribuées à la réglementation applicable ainsi qu'au recours contentieux portant sur le tarif d'achat. Les actions menées par le Gouvernement depuis 2013 pour consolider et simplifier les procédures administratives et sécuriser le dispositif de soutien à l'éolien terrestre ont permis une accélération du nombre d'installations terrestres raccordées après trois années consécutives de baisse.

Entre 2009 et 2015, la disparité régionale persiste, avec plus de la moitié des nouvelles capacités installées en 2015 concentrées sur seulement 2 régions : Alsace-Champagne-Ardenne et Nord Pas-de-Calais-Picardie, qui regroupent à elle deux 47% du parc éolien terrestre total.

LES ENJEUX SOCIO-ECONOMIQUES, INDUSTRIELS ET ENVIRONNEMENTAUX

La filière éolienne représentait environ 3 730 emplois en France en 2014 selon l'ADEME[8], avec 2 380 emplois sur le segment de la construction – fabrication et 1 350 emplois sur celui de la production d'électricité.

Une étude réalisée par France Energie Eolienne[9] (FEE) détaille la situation des acteurs de l'éolien terrestre en France à novembre 2015. Selon cette étude, une dizaine de constructeurs de turbines éoliennes, principalement étrangers, sont présents sur le marché français, dont 4 constructeurs principaux ayant fourni chacun plus de 1000 MW et représentant environ 80% de la puissance éolienne installée à novembre 2015.

Cela contraste avec l'exploitation des parcs éoliens, qui reste un marché plus atomisé avec une centaine d'exploitants actifs, opérant leurs parcs en propre ou pour le compte de tiers via un contrat d'exploitation. Ainsi, 13 exploitants gèrent plus de 200 MW de capacités éoliennes mais ceux-ci représentent (seulement) 50% du parc éolien.

Parmi ces acteurs, le Groupe ENGIE est le premier producteur éolien en France, avec plus de 1000 MW gérés par ses filiales et participations. EDF Energies Nouvelles se classe deuxième avec 650 MW éoliens en France, suivi par EoleRES avec 380 MW.

L'éolien terrestre, une énergie mature parmi les plus compétitives

Filière mature, l'éolien terrestre constitue une des énergies renouvelables électriques les plus compétitive avec l'énergie hydraulique et les centrales photovoltaïques au sol. Elle doit donc participer significativement à la diversification du mix énergétique et à l'atteinte des objectifs nationaux et européens de production d'énergie renouvelable.

[7] Tableau de bord éolien-photovoltaïque deuxième trimestre 2015, SOeS, Fiche n°668 août 2015.
[8] Etude Marchés et emplois liés à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables - Novembre 2014.
[9] Observatoire de l'éolien 2015.

La Commission de régulation de l'énergie précise dans son rapport de 2014[10] que la filière éolienne terrestre est une filière mature, présentant de bonnes conditions de concurrence entre les acteurs. Le coût d'investissement, très largement prédominant dans le coût de production, est composé aux trois-quarts du coût des éoliennes, qui suit actuellement une tendance à la baisse depuis 2010, vraisemblablement amenée à se poursuivre à l'avenir. Les coûts d'exploitation représentent une part relativement faible des coûts de production des parcs éoliens, et sont constitués pour moitié de la maintenance.

Du point de vue industriel, la France fait face à une forte concurrence tant en termes de déploiement de marché que de technologies. La filière éolienne présente cependant plusieurs atouts, grâce notamment à un tissu d'acteurs industriels actifs et des structures de R&D dynamiques. La part française de la valeur ajoutée des projets éoliens nationaux est estimée aujourd'hui à 41%.

Les enjeux environnementaux et de faisabilité sociale

La quasi-totalité des éoliennes actuellement installées sur le territoire sont de hauteur totale (hauteur en bout de pâles) de l'ordre de 150 mètres. Dans les années à venir, la hauteur sera conduite à augmenter pour d'une part augmenter la puissance unitaire, et d'autre part exploiter les zones de gisement de vent moins favorables. Avec cette augmentation de la hauteur des machines et le nombre croissant d'éoliennes sur le territoire métropolitain, le développement de la filière doit intégrer encore davantage les enjeux environnementaux, de faisabilité (impact paysager, co-visibilité) et de conflits d'usages (circulation aérienne, radars météorologiques et d'aviation) auxquels elle est d'ores et déjà confrontée, et éviter le mitage du territoire ou a contrario la densification excessive de parcs.

La faisabilité sociale

A l'échelle des parcs, chaque projet éolien terrestre soumis à autorisation au titre de la réglementation des installations classées pour la protection de l'environnement, dans le cadre de la procédure de permis unique désormais, fait l'objet d'une enquête publique, ouverte à tous, avec affichage dans un rayon de plusieurs kilomètres autour du lieu envisagé pour l'implantation des éoliennes qui permet à chacun de s'informer sur le projet et exprimer son avis, ses suggestions et d'éventuelles contre propositions. L'enquête publique fait l'objet d'un rapport qui est pris en compte dans l'instruction de la demande d'autorisation, notamment à travers le rapport de synthèse préparé par l'Inspection des installations classées et présenté à la Commission Départementale de la Nature, des Paysages et des Sites (CDNPS). Après examen par cette instance, le Préfet prend sa décision, par voie d'arrêté préfectoral. Cet arrêté peut fixer des prescriptions complémentaires et compensatoires (éloignement, niveau de bruit, contrôles réguliers, plantations d'écrans, …) qui viennent s'ajouter aux prescriptions réglementaires nationales en fonction des résultats des consultations et de l'enquête publique.

Les enjeux environnementaux

La France, qui a ratifié la Convention européenne du paysage, veille à ce que le développement de l'éolien terrestre se réalise en adéquation avec la préservation de la qualité de la diversité de nos paysages ordinaires, qui constituent une richesse nationale. L'impact patrimonial et paysager est ainsi un point central à considérer pour permettre un développement de qualité de l'éolien terrestre et l'intégration paysagère des parcs doit donc être recherchée. Le gouvernement soutient en effet un développement de l'éolien terrestre à haute qualité environnementale qui passe par une limitation de l'impact visuel des éoliennes sur les paysages. L'insertion des éoliennes dans les paysages nécessite une approche globale prenant en compte les particularités et les reliefs alentours. L'intégration paysagère sera en général plus réussie si le paysage reste lisible après implantation d'un parc éolien. Le respect des lignes de fuites, la création de perspective, la cohérence et l'uniformité du parc sont autant de moyens permettant d'assurer une insertion satisfaisante dans l'environnement.

En raison des enjeux et des impacts potentiels associés à l'exploitation des éoliennes, l'implantation de tout parc est soumise à un examen approfondi de l'intégration des éoliennes dans leur environnement et de la bonne prise en compte des enjeux associés à leur exploitation, et fait notamment l'objet d'une étude d'impact.

L'étude d'impact doit aborder les impacts positifs et négatifs d'un projet pour l'ensemble des thématiques environnementales. Les effets négatifs des installations elles-mêmes peuvent être temporaires ou permanents.

[10] Rapport d'analyse sur les coûts et la rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine, CRE, 2014.

De façon générale, trois impacts principaux sont à considérer quant au fonctionnement des parcs éoliens : les impacts acoustiques, les impacts sur la faune volante (oiseaux et chauve-souris) et les impacts visuels. Mais, en fonction des caractéristiques du site d'implantation et du projet, d'autres impacts notables peuvent intervenir qui doivent être pris en compte.

Problématiques techniques d'interaction avec les radars et la navigation aérienne

Les éoliennes, comme toute surface métallique en mouvement, génèrent des perturbations électromagnétiques qui sont de nature à gêner l'exploitation des signaux des radars. Les dimensions très importantes des éoliennes désormais installées (de 100 à 200 mètres de diamètre) et les vitesses de certaines parties (jusqu'à plusieurs centaines de km/h pour les extrémités) occasionnent des perturbations qui peuvent être perçues par les radars à plusieurs dizaines de kilomètres du lieu d'implantation des parcs éoliens. En pratique, les éoliennes conduisent à de fausses interprétations du signal radar par les opérateurs exploitant ces équipements. Ces problématiques concernent en particulier les radars météorologiques, les radars de l'aviation civile et les radars du ministère de la Défense.

L'ampleur exacte des perturbations radars générées par un parc éolien dépend de plusieurs paramètres, dont les principaux sont la hauteur, la taille des pâles, les matériaux utilisés, la vitesse de rotation, l'alignement des différents mâts d'éoliennes d'un même parc, etc., et dont l'impact radar peut être rapporté à une grandeur appelée Surface Equivalente Radar (SER) et la distance d'éloignement du radar.

L'amélioration de la connaissance des impacts des éoliennes sur les signaux radars ainsi que le développement de technologies permettant de les minimiser pourront permettre d'accroître le potentiel de développement de cette filière.

En tant que construction de grande hauteur, le développement des parcs éoliens sur le territoire doit également tenir compte des exigences de sécurité aérienne. A cette fin, leur implantation fait l'objet d'un examen particulier au regard des zones de vol basse altitude.

Il convient par ailleurs d'identifier le juste besoin opérationnel de la Défense concernant les zones de survol basse altitude.

DES OBJECTIFS DE DÉVELOPPEMENT AMBITIEUX ET UNE CONTRIBUTION RENFORCÉE DANS LE MIX ÉLECTRIQUE

Filière mature, l'éolien terrestre doit significativement contribuer à l'atteinte de l'objectif de 40 % d'énergies renouvelables électriques à l'horizon 2030 fixé par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Compte tenu du niveau de soutien économique mis en place par l'Etat, du gisement et des enjeux paysagers, environnementaux et de faisabilité de cette filière, les objectifs retenus sont les suivants :

- A l'horizon 2018, une puissance installée de 15 GW, soit environ 5 GW installés sur 3 ans.
- A l'horizon 2023, une puissance installée comprise entre 21,8 et 26 GW, soit une puissance moyenne installée de 1,5 à 2,2 GW par an entre 2019 et 2023.

Assurer une transition efficace entre le dispositif de soutien actuel fondé sur un tarif d'achat fixe en guichet ouvert et les nouveaux mécanismes de complément de rémunération et d'appel d'offres, afin de poursuivre l'accélération du développement de l'éolien terrestre

Le développement de la production d'électricité éolienne terrestre en métropole est soutenu à ce jour par des contrats d'achat de l'électricité garanti pendant 15 ans. Ce dispositif de soutien a fait l'objet d'une notification à la Commission européenne, qui l'a validé en mars 2014, en jugeant que le régime français était compatible avec les règles de l'Union européenne en matière d'aides d'État. La Commission a toutefois considéré que la réforme des charges de service public de l'énergie et de la contribution au service public de l'électricité intervenue début 2016 modifiait le régime qu'elle avait validé. Sans partager ces analyses juridiques, pour ne pas risquer de ralentir le développement de la filière, le Gouvernement a accepté d'engager une réforme des mécanismes de soutien à l'éolien terrestre, prenant en compte les lignes directrices de la Commission européenne de 2014, en 2016 et pour mettre en place les dispositifs de complément de rémunération et d'appels d'offres. Le Gouvernement sera attentif à ce que cette transition ne ralentisse pas le développement de la filière, qui s'est accéléré ces dernières années sous l'effet de la simplification des procédures.

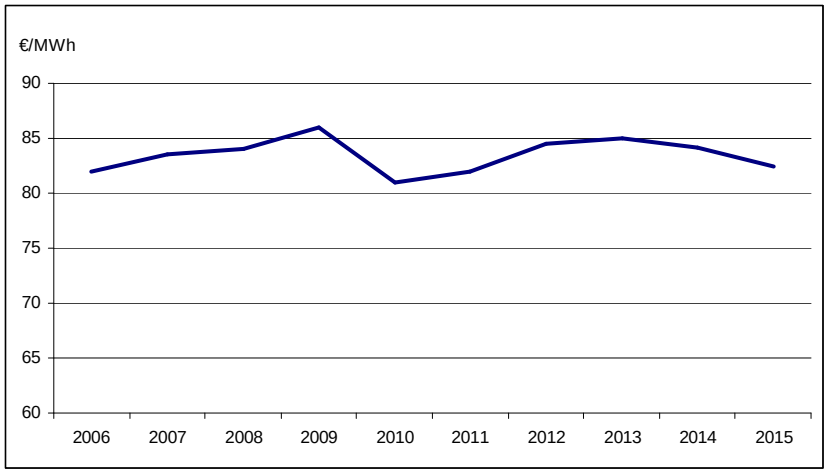


Figure 3. Evolution du tarif d'achat au 1er janvier de chaque année

Stabiliser les procédures administratives sans diminuer le niveau d'exigence environnemental, paysager et la consultation de la population aux différents stades d'élaboration des schémas et projets

En raison des enjeux et des impacts potentiels associés à l'exploitation des éoliennes, l'implantation de tout parc est soumise à un examen approfondi de l'intégration des éoliennes dans leur environnement et de la bonne prise en compte des enjeux associés à leur exploitation. C'est le rôle de **l'autorisation accordée au titre de la législation des installations classées pour la protection de l'environnement** (ICPE) à laquelle sont soumises les éoliennes depuis les années 2011. Au cours de ce processus, les porteurs de projets doivent démontrer, notamment par le biais d'une étude d'impact détaillée, que ces enjeux et ces impacts sont maîtrisés, notamment en ce qui concerne l'impact paysager, l'occupation de l'espace, mais aussi l'impact éventuel sur la faune. Avant décision du préfet, le dossier est par ailleurs soumis à enquête publique. Cette consultation du public est une étape clé du déroulement d'un projet éolien.

La procédure d'autorisation au titre des installations classées pour la protection de l'environnement permet ainsi de disposer d'un cadre robuste pour la prise en compte des enjeux et des impacts environnementaux.

Dans le cadre de la modernisation du droit de l'environnement et des chantiers de simplification, le Gouvernement a décidé d'expérimenter le principe d'une autorisation unique (sept régions depuis mai 2014, généralisation à toutes les régions de France depuis le 1er novembre 2015), tout en conservant un niveau d'exigence environnementale élevé.

L'ensemble de ces dispositions doit permettre de répondre aux enjeux d'intégration environnementale des projets éoliens en les orientant vers les zones les plus favorables et en les soumettant au cas par cas à un examen approfondi mais simplifié.

1.1.4 L'électricité d'origine solaire

Objectifs quantitatifs

- ⇨ **Augmenter la capacité solaire photovoltaïque installée à 10,2 GW en 2018 et la porter entre 18,2 et 20,2 GW d'ici 2023.**

Orientations

- ⇨ **Orienter l'accélération du développement de la filière solaire vers les solutions compétitives comme les installations photovoltaïques au sol, tout en localisant les projets de manière à préserver les espaces naturels et agricoles.**
- ⇨ **Lancer des appels d'offres tri-annuels pour les centrales au sol, pour des capacités de 0,9 à 1,2 GW par an, afin de donner de la visibilité à la filière.**

- ⇨ **Calibrer les dispositifs de soutien aux centrales sur toitures afin que ce segment représente environ un tiers des volumes installés.**
- ⇨ **Maintenir la cible de 350 MW installés par an pour les installations sur petites et moyennes toiture. Ouvrir le dispositif de soutien aux installations « surimposées » et orienter les marchés vers le neuf dans un objectif de baisse des coûts pour la collectivité et de préparation aux exigences BEPOS (bâtiments à énergie positive) là où c'est économiquement opportun.**
- ⇨ **Supprimer à horizon de deux ans l'incitation spécifique au photovoltaïque intégré au bâti sur les bâtiments existants.**
- ⇨ **Adapter les soutiens aux installations sur grandes toitures ou résidentielles en cas de développement de l'autoconsommation sur ces segments.**

Actions concrètes 2016-2017

- ⇨ **Lancer un appel d'offres tri-annuel pour les centrales au sol pour un volume de 500 MW tous les six mois.**
- ⇨ **Lancer un appel d'offres tri-annuel pour les centrales sur toitures pour un volume de 150 MW tous les quatre mois.**
- ⇨ **Refondre l'arrêté tarifaire pour décliner les orientations ci-dessus pour les installations de moins de 100 kWc.**
- ⇨ **Lancer un appel d'offres expérimental pour des installations rentabilisées selon un schéma d'autoconsommation.**

LE DEPLOIEMENT DES CAPACITES DE PRODUCTION DE 2009 A 2015

Les capacités de production d'électricité à partir de l'énergie radiative du soleil ont connu une première phase de croissance dans les années 2000, notamment grâce au dispositif de tarifs d'achat introduit par la loi électrique de 2000[11]. Après une forte croissance du nombre de projets en 2009-2010, les années 2011-2012 ont été marqués par le « moratoire » du soutien à cette filière et le réajustement des tarifs d'achat aux coûts des matériels photovoltaïques qui connaissaient une baisse très rapide sur la période.

Depuis 2011, le dispositif de soutien à la filière photovoltaïque prévoit deux modes d'attribution de tarifs d'achat :

- des appels d'offres, selon une procédure « simplifiée » pour des installations sur bâtiments de puissance comprise entre 100 et 250 kWc et selon une procédure « ordinaire » pour les plus grandes installations (au sol et sur toitures) ;
- des guichets ouverts, avec des tarifs ajustés chaque trimestre pour les installations sur toiture de puissance inférieure à 100 kWc : tarif intégré au bâti (IAB) et tarif intégré simplifié (ISB), ainsi qu'un tarif « autres » auquel toutes les installations de moins de 12 MWc sont éligibles.

Ces dispositifs ont permis un développement des capacités à un rythme de 700 à 1100 MW par an depuis leur mise en place :

[11] Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifiée relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

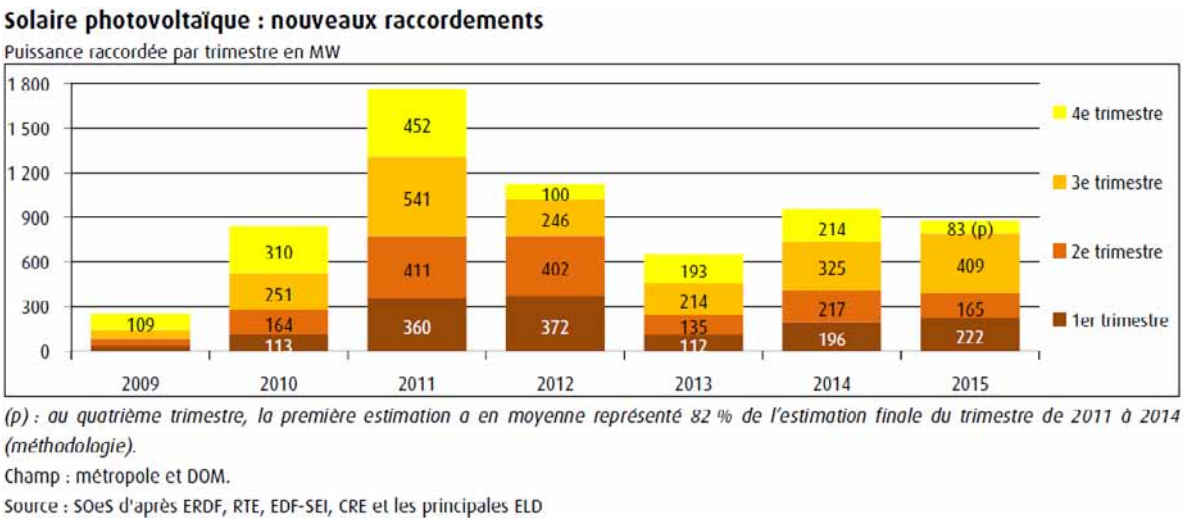


Figure 4. Puissance photovoltaïque raccordée par trimestre, en MW

Les objectifs 2020 de la PPI ont été atteints dès le troisième trimestre 2014. Sur le périmètre métropolitain la production photovoltaïque s'élève à 7,4 TWh[12] (soit 0,64 Mtep) sur l'année 2015, soit 1,6 % de la consommation d'électricité. La capacité installée fin 2015 est de 6,5 GW dont 6,2 GW en métropole. La répartition en puissance des installations est la suivante :

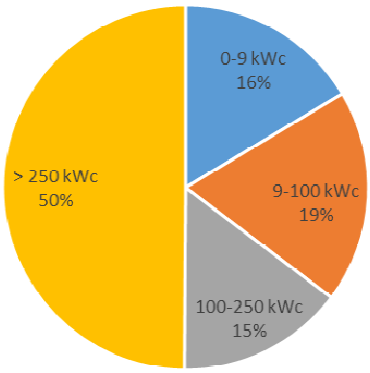


Figure 5. Répartition en puissance des installations photovoltaïques, en pourcentage de la puissance totale installée

LES ENJEUX SOCIO-ECONOMIQUES, INDUSTRIELS ET ENVIRONNEMENTAUX

La baisse des coûts

La période 2009 – 2015 a vu les coûts des matériels photovoltaïques baisser de plus de 70% en raison d'évolutions technologiques et de gains de compétitivité à l'échelle mondiale. Après une brève période de stabilité en 2010, les prix des modules photovoltaïques ont connu une baisse très importante en 2011 et 2012 (de -30% à - 50% par an).

Une poursuite de cette baisse est attendue jusqu'en 2025, sur un rythme plus lent qui dépendra à moyen terme des progrès technologiques (amélioration des rendements) et des gains de productivité ; à plus court terme ce rythme de baisse dépendra des équilibres offre-demande au niveau mondial, de la parité monétaire et des mesures européennes anti-dumping.

[12] Bilan électrique de RTE pour 2015

Les matériels photovoltaïques représentent typiquement 40 à 50% des coûts d'investissement complets des projets pour les centrales au sol et entre 20 et 30% pour les installations sur toiture, une part qui se restreint à mesure que leurs coûts diminuent. La baisse des coûts sur les autres postes (études et commercialisation, travaux de génie civil ou de couverture, matériels électriques, raccordement, contrôle, sécurité et assurances) n'est pas acquise a priori. Le raccordement des installations à des portions de réseau propices est de plus en plus déterminant pour le coût des grandes installations. Sur la base de l'observation des rythmes actuels de baisse des coûts complets, l'hypothèse d'une baisse des coûts de 7% par an pour les installations au sol et de 5% par an pour les installations sur toitures a été utilisée dans l'étude d'impact de la PPE.

D'ores-et-déjà, certains projets de centrales au sol retenus dans les appels d'offres en 2015-2016 présentent des coûts inférieurs au tarif de rachat de l'éolien terrestre. Avant 2023, la valeur de l'énergie produite pourrait dépasser ses coûts dans un certain nombre de configurations, permettant un développement avec peu ou pas de soutiens publics mais pour lequel la question du transfert de coûts vers les autres usagers du système électrique devra être posée (cf. partie relative à l'autoconsommation).

Les enjeux environnementaux et d'acceptabilité

Favoriser le recyclage des matériels :

Sur la période 2025-2030, environ 3000 tonnes de modules installés en France avant 2006 arriveront en fin de vie. Ces volumes augmenteront fortement à partir de 2030 en adéquation avec les volumes installés. Les principales barrières technologiques au recyclage des modules sont aujourd'hui levées (plus de 85% du poids d'un panneau est recyclable). Toutefois l'utilisation de l'EVA (éthylène-acétate de vinyle) comme encapsulant des cellules reste l'enjeu majeur et implique l'utilisation de procédés mécaniques et chimiques relativement complexes. La directive DEEE (« déchets d'équipements électriques et électroniques ») fait reposer sur les fabricants (ou importateurs) l'organisation et le financement de la collecte et du recyclage des panneaux. Un organisme agréé européen regroupant l'essentiel des entreprises du secteur a ouvert une représentation en France début 2014.

Les enjeux environnementaux restent a priori modérés aux horizons de la PPE

Selon leur typologie, l'implantation d'installations solaires présente différents types d'enjeux :

- Le solaire sur toiture ne semble pas poser de problème d'acceptabilité environnementale et sociale. L'acceptabilité sociale du déploiement à grande échelle de ces installations passe par la prise en compte des problématiques architecturales et paysagères. Le gisement est extrêmement vaste (350 GW selon l'ADEME), ce qui permet de choisir les implantations les plus propices.
- Le solaire au sol présente un certain nombre d'enjeux environnementaux principalement liés au site d'implantation (artificialisation des sols, déforestation préjudiciable au stockage du carbone et susceptible de générer un bilan négatif pour le projet, impacts sur les espèces protégées ou les paysages) ainsi que des enjeux de conflits d'usage de sols (usages agricole ou forestier), qui sont étudiés au cas par cas dans le cadre de l'étude d'impact à laquelle les projets de plus de 250 kW sont soumis pour l'obtention de l'autorisation d'urbanisme. L'incidence de la filière sur l'utilisation des sols fait l'objet d'une analyse détaillée dans l'évaluation environnementale stratégique de la PPE (chapitre 5). Ces enjeux sont par ailleurs pris en compte lors des procédures d'appels d'offres, qui permettent d'orienter les implantations vers les sites présentant des enjeux environnementaux moindres. Le démantèlement des installations, s'il est bien réalisé, ne pose pas de difficulté particulière.
- Les installations sur structures légères (ombrières, serres…) présentent des caractéristiques intermédiaires entre les centrales au sol et celles sur toiture. A condition de veiller à la pertinence de la structure sous-jacente à l'installation solaire, les enjeux environnementaux et de conflits d'usages fonciers sont moindres que pour les centrales au sol.

Les enjeux industriels, d'emplois et d'innovation

Les activités de pose, de raccordement au réseau et de développement technico-commercial font de la réalisation d'installations solaires sur toiture une activité intensive en emplois (jusqu'à 41 équivalents temps plein (ETP) par MW installé annuellement pour les installations résidentielles, selon l'ADEME). Les installations au sol génèrent moins d'emplois par MW installé.

La filière photovoltaïque représentait environ 10 870 emplois en France en 2014 selon l'ADEME[13], avec 8 550 emplois sur le segment de la construction – fabrication et 2 320 emplois sur celui de la production d'électricité.

Les entreprises françaises sont présentes à différents niveaux de la chaîne de valeur : équipementiers industriels avec notamment les fabricants de fours pour le Silicium, fabricants de cellules et de modules (une douzaine d'entreprises pour une capacité déclarée de 800 MW), fabricants d'onduleurs et de structures d'intégration (une quarantaine d'entreprises de toutes tailles), et plusieurs milliers d'installateurs.

Les principaux gisements d'innovation concernent l'intégration au réseau (gestion de l'intermittence, services de tenue de fréquence ou de tension etc.) et l'augmentation des productivités surfaciques (rendements modules, dispositifs de suivi du soleil, implantations sur terrains dégradés ou difficiles etc.), ainsi que les interactions énergie-bâtiment (intégration énergétique, solutions multi-énergies, structures applicatives) et les interactions énergie-utilisateur (offres de gestion de l'énergie).

LES OBJECTIFS DE DEVELOPPEMENT 2018 – 2023

Le gisement français pour la filière solaire est très important et ne constituera pas une limite dans les prochaines années. Le rythme de développement des capacités photovoltaïques dépend donc principalement des orientations données par l'Etat via la CSPE, dans un contexte de diminution forte des coûts de la filière qui renforce son intérêt. Dans ce contexte, la filière solaire apportera donc une contribution majeure à l'atteinte des objectifs d'électricité renouvelable à l'horizon 2030, avec l'éolien terrestre.

Les objectifs retenus en termes de capacités sont les suivants :

- A l'horizon 2018, une capacité installée de 10,2 GW, contre 6 GW mi-2015, ce qui nécessite une accélération rapide du développement des capacités par rapport à la situation actuelle (700-900 MW par an ces dernières années).
- A l'horizon 2023, une capacité installée de 18,2 à 20,2 GW, soit un rythme de développement de 1,6 à 2 GW par an des capacités.

Ces rythmes annuels pourront être ajustés à la hausse si les objectifs des autres filières renouvelables électriques ne sont pas atteints, ou modulés en fonction de l'évolution des coûts de la filière. Afin de limiter les soutiens publics, il est recommandé de maintenir la neutralité des soutiens économiques sur l'ensemble du territoire métropolitain, et de privilégier les centrales au sol tout en prenant en compte les enjeux environnementaux.

a) Centrales au sol

Ce type d'installations permet le développement de capacités importantes avec des délais de développement relativement courts et à des coûts modérés qui devraient continuer à baisser significativement sur l'horizon de la PPE. Le gisement métropolitain de sols artificialisés non bâtis s'élève à plus d'un million d'hectares et le déploiement d'une capacité de 1 MW correspond à l'utilisation de 1 à 2 ha de surface au sol avec les techniques actuelles ; un déploiement accéléré sans risque de conflit d'usage systématique apparaît donc possible, ce que confirment par ailleurs des études de gisement détaillées menées dans les régions du sud de la France. Le développement de ce type d'installations constitue donc une priorité de la PPE pour l'atteinte des objectifs d'énergie renouvelable.

A cette fin, les orientations retenues sont :

- le lancement d'appels d'offres tri-annuels avec des volumes stables de 0,9 à 1,2 GW / an, représentant la majorité du développement des capacités de production de la filière.
- l'ajustement à la hausse des volumes si l'atteinte des objectifs globaux de développement des énergies renouvelables électriques le justifie, et en fonction de la baisse des coûts.
- la prise en compte les enjeux environnementaux dans les procédures d'appels d'offres en encadrant et en orientant les choix d'implantation, notamment pour assurer la préservation des terres agricoles et plus généralement des terres non artificialisées.

[13] Etude Marchés et emplois liés à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables - Novembre 2014

- la réorientation des volumes vers le solaire sur bâtiments si les enjeux fonciers venaient à devenir prépondérants.

b) Centrales sur grandes toitures (plus de 100 kWc) et sur structures légères

Ce type d'installations permet le développement de capacités importantes tout en minimisant les impacts environnementaux et les risques de conflits d'usages fonciers. En revanche, le coût de ces installations est plus élevé que celui des installations au sol. Ces coûts évoluant par ailleurs rapidement, la PPE recommande qu'elles soient développées par appel d'offres, dont les volumes représenteraient 450 MW par an.

c) Installations sur petites et moyennes toitures (jusqu'à 100 kWc)

Ce type d'installation permet la participation du plus grand nombre de citoyens à la transition énergétique. Il s'agit par ailleurs du segment le plus dense en emplois. En revanche, ces installations restent les plus coûteuses, pouvant représenter jusqu'à plus de 3 fois le coût d'une centrale au sol. Par conséquent la cible de développement annuel est fixée à 350 MW. Par ailleurs, afin de tirer le meilleur parti de l'ensemble du gisement et de réduire les coûts, le soutien par tarifs d'achat sera progressivement ouvert aux installations « surimposées ».

1.1.5 La biomasse (dont part biodégradable des déchets ménagers)

Objectifs quantitatifs

- ⇨ **Développer la capacité installée électrique à partir de biomasse de la façon suivante sur les deux périodes de la PPE :**
  - **De 50 à 100 MW par an pour la filière bois énergie.**
  - **De 20 à 30 MW par an pour la filière méthanisation**
  - **Le cas échéant, ces rythmes pourraient être ajustés si des tensions sur les ressources utilisées pour produire l'énergie primaire étaient avérées.**

Orientations

- ⇨ **Pour les filières d'incinération de déchets ménagers, ainsi que de biogaz issu de décharges ou de stations d'épuration, l'objectif est d'équiper les sites existants de moyens de production d'électricité uniquement lorsque cette option est pertinente d'un point de vue technique et économique, en les incitant par un dispositif de soutien de type guichet ouvert.**
- ⇨ **Recourir à des dispositifs de type appels d'offres pour maîtriser l'engagement des soutiens publics et gérer les conflits d'usage sur la ressource.**
- ⇨ **Imposer des exigences fortes en termes d'efficacité énergétique pour la filière bois énergie et orienter, lorsque cette option est envisageable, les projets de méthanisation vers l'injection de biogaz, valorisation plus efficace que la production d'électricité, afin de ne pas gaspiller la ressource.**
- ⇨ **Encadrer le recours aux cultures alimentaires et énergétiques principales pour la filière méthanisation afin de ne pas créer de conflits d'usages pour les surfaces agricoles avec les productions alimentaires.**
- ⇨ **Introduire une diminution dans le temps du niveau de soutien pour la production d'électricité afin d'inciter à une baisse des coûts d'investissement et d'exploitation pour les filières soutenues par un dispositif de type guichet ouvert.**
- ⇨ **Maintenir des aides à l'investissement pour les équipements de valorisation de la chaleur résiduelle pour les incinérateurs, décharges, stations d'épuration et méthaniseurs pour lesquels un raccordement à des utilisateurs de chaleur est possible, afin d'améliorer le rendement énergétique global de l'installation.**

Actions concrètes 2016-2017

- ⇨ **Mettre en œuvre des arrêtés permettant d'équiper les incinérateurs, les stations d'épuration et les décharges de moyens de valorisation électrique lorsque cette option est pertinente d'un point de vue technique et économique.**

- ⇨ **Mettre en œuvre l'arrêté tarifaire pour développer 10 à 15 MW par an pour les installations de méthanisation de moins de 0,5 MW.**
- ⇨ **Mettre en œuvre un appel d'offres tri annuel pour développer entre 50 et 100 MW par an de capacités nouvelles pour la filière bois énergie et 10 MW par an d'installations nouvelles de méthanisation de plus de 0,5 MW. Cet appel d'offres prévoira :**
  - **L'obligation de développer des installations de cogénération bois énergie à haut rendement.**
  - **L'obligation de réaliser les projets de méthanisation en injection lorsque cette option est techniquement et économiquement viable.**
  - **Une évaluation des plans d'approvisionnement des installations pour limiter le risque de conflits d'usages.**
  - **Un encadrement du recours aux cultures alimentaires et énergétiques principales pour les projets de méthanisation.**

La production d'électricité renouvelable à partir de biomasse recouvre plusieurs filières, qui n'ont pas le même degré de maturité, les mêmes perspectives de développement ou les mêmes enjeux. Ces filières sont généralement différenciées selon le type d'installation qui produit l'énergie, énergie ensuite valorisée sous forme de chaleur, d'électricité, de biométhane ou de biocarburant :

- la filière « part biodégradable des déchets ménagers » regroupe l'énergie produite par les usines d'incinération de déchets ménagers. Cette énergie est comptabilisée pour moitié comme renouvelable ;
- la filière « bois énergie » regroupe l'énergie produite par les installations de combustion ou d'incinération de biomasse forestière ou de déchets bois ;
- la filière « biogaz » regroupe l'énergie produite par valorisation du biogaz. Ce biogaz peut être produit par des installations de stockage de déchets non dangereux, des méthaniseurs ou des stations d'épuration.

Seule la valorisation électrique de l'énergie produite par ces installations est abordée dans la suite du présent chapitre.

LE DEPLOIEMENT DES CAPACITES DE PRODUCTION DE 2009 A 2015

a) Part biodégradable des déchets ménagers

La filière « part biodégradable des déchets ménagers » est la filière la plus ancienne et la plus développée à ce jour. La capacité électrique installée pour cette filière s'élève fin juin 2015 à 940 MWe[14], soit plus de 55% de la capacité électrique installée pour l'ensemble des filières biomasse sur le périmètre France métropolitaine.

Le rythme de développement de la filière « part biodégradable des déchets ménagers », qui était très rapide au début des années 2000, s'est ralenti au fur et à mesure de l'équipement du parc des incinérateurs existants pour se stabiliser ces dix dernières années. Le rythme annuel moyen de développement observé de 2009 à 2015 est stable et d'environ +30 MWe, ce qui correspond à l'équipement d'un ou deux sites par an. Ce développement a été soutenu par un tarif d'achat de l'électricité garanti pendant 15 ans.

b) Bois énergie

La filière « bois énergie » est une filière dont le développement est plus récent que celui de la filière « part biodégradable des déchets ménagers ». Elle représente fin 2015 une capacité électrique installée de 400 MWe, soit environ 23 % de la capacité électrique installée pour l'ensemble des filières biomasse sur le périmètre France métropolitaine.

Le rythme de développement de la filière « bois énergie » a décollé à partir des années 2005-2006, soutenu par le lancement régulier d'appels d'offres pour les installations de grande taille, ainsi qu'un tarif d'achat de l'électricité garanti pendant 20 ans pour les installations de plus petite taille. Le rythme annuel moyen de développement observé de 2009 à 2015 est stable et d'environ + 50 MWe, ce qui correspond à l'équipement d'environ 4 sites par an de moyens de production d'électricité.

c) Biogaz

[14] Dans tout le paragraphe, les données relatives aux capacités installées sont issues du panorama des énergies renouvelables publié par RTE en coopération avec ERDF, l'ADEeF et le SER.

La filière « biogaz » représente fin juin 2015 une capacité électrique installée de 363 MWe, soit plus de 20% de la capacité électrique installée pour l'ensemble des filières biomasse sur le périmètre France métropolitaine. Cette capacité électrique installée se répartit de la façon suivante :

- Près de 75% de cette capacité électrique installée utilise du biogaz de décharge, issu d'installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND). L'équipement des décharges de moyens de production d'électricité a débuté au début des années 2000. Le rythme annuel moyen de développement observé de 2009 à 2015 est stable et d'environ +20 MWe, ce qui correspond à l'équipement d'environ 15 ISDND par an de moyens de production d'électricité. Ce développement a été soutenu par un tarif d'achat de l'électricité garanti pendant 15 ans.
- Près de 20% de cette capacité électrique installée utilise du biogaz produit par méthanisation de déchets et résidus de l'agriculture, et de biodéchets de l'industrie et des collectivités territoriales. Le développement de la méthanisation, majoritairement agricole, a connu un fort développement à partir de 2006, grâce à la mise en place d'un tarif d'achat de l'électricité garanti pendant 15 ans. Le rythme annuel moyen de développement observé de 2009 à 2015 s'est stabilisé à environ + 10MWe, ce qui correspond à la mise en service d'environ 25 méthaniseurs par an dotés de moyens de production d'électricité.
- Près de 5% de cette capacité électrique installée utilise du biogaz produit par les stations d'épuration des eaux usées. L'équipement des stations d'épuration de moyens de production d'électricité a débuté récemment, en 2008-2009. Le rythme annuel moyen de développement observé de 2009 à 2015 est stable et d'environ +1 MWe, ce qui correspond à l'équipement d'environ 3 stations d'épuration par an de moyens de production d'électricité. Ce développement a été soutenu par un tarif d'achat de l'électricité garanti pendant 15 ans.

Les enjeux relatifs à l'injection de biogaz dans les réseaux de gaz et à la production de chaleur à partir de biogaz sont évoqués aux points 2.3.1 et 4.3.4.

LES ENJEUX SOCIO-ECONOMIQUES, INDUSTRIELS ET ENVIRONNEMENTAUX

a) Part biodégradable des déchets ménagers

Le prix d'achat moyen de l'électricité produite par la filière « part biodégradable des déchets ménagers » est estimé à 56 €/MWh pour 2016[15], soit un coût d'achat moyen très faible qui fait de cette filière la plus compétitive à ce jour parmi les filières EnR, la filière hydraulique mise à part. La production d'électricité de la filière « part biodégradable des déchets ménagers » est non intermittente et contribue à ce titre à la sécurité d'approvisionnement du réseau électrique.

La filière des incinérateurs d'ordures ménagères représentait environ 610 emplois en France en 2014 selon l'ADEME[16], principalement sur le segment de la production d'électricité.

L'équipement du parc existant et des quelques nouveaux incinérateurs de déchets ménagers de moyens de production d'électricité permet de valoriser l'énergie thermique fatale issue du procédé d'incinération et par conséquent d'améliorer leur impact sur l'environnement. Le rendement global de ces sites est d'autant plus haut que la chaleur fatale produite est également utilisée par des consommateurs de chaleur. La valorisation de la chaleur fatale produite doit par conséquent être encouragée.

b) Bois énergie

Le prix d'achat moyen de l'électricité produite par la filière « bois énergie » est estimé à 149 €/MWh pour 2016[17]. Ce prix d'achat élevé s'explique par la nécessité de couvrir les coûts d'exploitation du site, à savoir principalement l'achat du combustible, qui représente environ 15 à 25 €/MWh[18] PCI[19], et le personnel.

[15]Délibération de la CRE du 15 octobre 2015 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2016, CRE.
[16] Etude Marchés et emplois liés à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables - Novembre 2014
[17] Délibération de la CRE du 15 octobre 2015 portant proposition relative aux charges de service public de l'électricité et à la contribution unitaire pour 2016, CRE.
[18] Coûts et rentabilité des énergies renouvelables en France métropolitaine, Avril 2014, CRE.
[19] PCI : pouvoir calorifique inférieur. Il s'agit de la quantité de chaleur dégagée par la combustion complète d'une unité de combustible, la vapeur d'eau étant supposée non condensée et la chaleur non récupérée

La biomasse pour la production d'électricité présente l'avantage d'être une filière dont le potentiel de développement est significatif, créatrice d'emplois locaux et pérennes, tant sur l'amont pour l'approvisionnement que sur l'aval pour l'exploitation du site, et dont la production n'est pas intermittente. Elle contribue à ce titre à la sécurité du système électrique.

La filière bois collectif, tertiaire et industrie représentait environ 6 950 emplois en France en 2014 selon l'ADEME[20], avec 2 030 emplois sur le segment de la construction – fabrication et 4 920 emplois sur celui de la production d'électricité.

Mais le développement de cette filière doit par ailleurs tenir compte du retour d'expérience tiré du développement passé et des problématiques qui lui sont propres : en particulier disponibilité et capacité de mobilisation de la ressource, optimisation de son utilisation, conflits d'usage, enjeux sur la qualité de l'air.

La valorisation énergétique de la biomasse par la production simple de chaleur conduit généralement à une efficacité énergétique supérieure à 80% alors que la production conjointe de chaleur et d'électricité par cogénération a une efficacité énergétique variant de 40 à 80% et la production simple d'électricité une efficacité énergétique inférieure à 40%. Dans un contexte de tensions sur les ressources de biomasse disponibles, le recours à la biomasse pour la production d'électricité en cogénération doit donc viser des niveaux d'efficacité énergétique élevés pour optimiser l'usage de la ressource.

En fonction de leur taille, les projets de production d'électricité à partir de biomasse, et en particulier de bois énergie, sont susceptibles de créer des conflits d'usage avec les autres utilisateurs locaux de biomasse. Les projets de taille adaptée au territoire et à la ressource disponible localement doivent à ce titre être privilégiés.

En matière de qualité de l'air, la réglementation encadre strictement les émissions de polluants, en particulier les émissions de poussières.

c) Biogaz

Le prix d'achat de l'électricité produite par la filière « biogaz » est extrêmement variable en fonction du type de biogaz utilisé. En 2014, pour les nouvelles installations en métropole continentale :

- le prix d'achat de l'électricité produite à partir du biogaz de décharge variait de 85 €/MWh à 145 €/MWh ;
- le prix d'achat de l'électricité produite par méthanisation ou à partir du biogaz de stations d'épuration variait de 120 €/MWh à 210 €/MWh.

Le développement rapide de la filière méthanisation, plus coûteuse que la filière du biogaz de décharge, entraîne une augmentation du prix d'achat moyen de l'électricité pour la filière « biogaz » dans son ensemble. Ce dernier a fortement progressé entre 2002 et 2013, passant de 57 à 107 €/MWh au cours de cette période[21]. Ce coût d'achat moyen de l'électricité devrait continuer à augmenter du fait de la croissance de la filière méthanisation et de la revalorisation du tarif d'achat pour les installations de moins de 500 kW existantes fin 2015.

La filière biogaz représentait environ 1 320 emplois en France en 2014 selon l'ADEME[22], avec 850 emplois sur le segment de la construction – fabrication et 470 emplois sur celui de la production d'électricité.

Les enjeux environnementaux de la filière « biogaz » dépendent du type d'installation produisant le biogaz :

- L'équipement des décharges et des stations d'épuration de moyens de production d'électricité permet de valoriser une énergie fatale, le biogaz émis par ces installations permet par conséquent de diminuer leur impact sur l'environnement. Le rendement global de ces sites est d'autant plus haut que la chaleur fatale produite est également utilisée par des consommateurs de chaleur. La valorisation de la chaleur fatale produite doit par conséquent être encouragée.
- La production d'électricité par méthanisation de déchets et résidus de l'agriculture et de biodéchets des industries et des collectivités présente l'avantage d'être une filière créatrice d'emplois locaux et pérennes pour l'exploitation du site, et dont la production n'est pas intermittente. Elle contribue à ce titre à la sécurité du système électrique.

[20] Etude Marchés et emplois liés à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables - Novembre 2014.
[21] La CSPE : mécanisme, historique et prospective, Octobre 2014, CRE.
[22] Etude Marchés et emplois liés à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables - Novembre 2014.

Le développement de la méthanisation peut participer à des objectifs autres que la production d'énergie. En particulier, si le biogaz est produit à partir de biodéchets (issus des collectivités territoriales, de l'agroalimentaire, de la restauration,...) non valorisés à ce jour, la méthanisation contribue alors aux objectifs européens de réduction de mise en décharge de matière organique. Si le biogaz est produit à partir d'effluents d'élevages, la méthanisation contribue alors à la réduction de l'impact des exploitations agricoles sur le climat, par captation du méthane, mais aussi sur les problématiques liées à l'azote, en valorisant l'azote organique tout en diminuant la dépendance de l'agriculture française à l'azote minéral, et en renforçant la compétitivité de ces exploitations grâce au complément de revenu tiré de la vente d'électricité.

Mais le développement de cette filière doit par ailleurs tenir compte du retour d'expérience tiré du développement passé et des problématiques qui lui sont propres : conflits d'usages sur la ressource, optimisation de son utilisation, conflits sur l'utilisation des sols, etc.

En fonction de leur taille, les projets de méthanisation, en particulier ceux utilisant des biodéchets de l'industrie, sont susceptibles de créer des conflits d'usages avec les autres utilisateurs locaux d'une même ressource (composteurs, méthaniseurs existants, etc.). Les projets de taille adaptée au territoire et à la ressource disponible localement doivent être à ce titre privilégiés.

La valorisation énergétique des matières méthanisables par la production de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel conduit généralement à une efficacité énergétique supérieure à 90% alors que la production simple d'électricité conduit à une efficacité énergétique de variant de 30 à 40%. Le rendement global de ces derniers peut être amélioré lorsque la chaleur fatale produite est également utilisée par des consommateurs de chaleur. Dans un contexte de tensions sur les ressources méthanisables disponibles, le développement de projets en injection doit par conséquent être favorisé par rapport aux projets visant une production d'électricité pour optimiser l'usage de la ressource. Lorsque le projet ne peut être réalisé en injection, la valorisation de la chaleur fatale produite doit alors être encouragée.

Enfin, l'utilisation de certaines ressources comme les cultures alimentaires et énergétiques principales peuvent engendrer des conflits sur l'utilisation des sols. En particulier, le recours à certaines cultures énergétiques pose des questions de durabilité du modèle. Le recours à ce type de ressources doit par conséquent être encadré comme le prévoit la loi sur la transition énergétique.

LES OBJECTIFS DE DEVELOPPEMENT 2018 – 2023

L'atteinte des objectifs nationaux 2030 pour la production d'électricité à partir de sources renouvelables requiert une accélération du développement de la filière biomasse. La PPE recommande d'adapter les dispositifs de soutien pour atteindre un accroissement de la production biomasse de +0,7 à +1 TWh par an sur la période. Ces rythmes annuels pourront être ajustés à la baisse si des tensions sur les ressources utilisées pour produire l'énergie primaire sont avérées.

En conséquence, les rythmes annuels de développement suivants sont attendus :

- +50 à +100 MW / an pour la filière « bois énergie »
- +50 à + 60 MW / an pour la filière « biogaz » dont un accroissement de +20 à + 30 MW / an pour la méthanisation.
- pour les installations de production d'électricité à partir de biogaz de décharge, de biogaz issu des stations d'épuration et de l'incinération de déchets ménagers, l'objectif est d'équiper les sites existants de moyens de production d'électricité permettant de valoriser l'énergie produite lorsque cela est économiquement pertinent.

Afin de limiter les volumes de soutien public, il est recommandé de recourir à des dispositifs de type appel d'offres pour les filières où cela s'avère pertinent et, le cas échéant, de prévoir une diminution dans le temps du niveau de soutien pour la production d'électricité afin d'inciter à une baisse des coûts d'investissement et d'exploitation pour les filières soutenues par un dispositif de type guichet ouvert.

Par ailleurs, le soutien public pourra également concerner des filières et des technologies émergentes, comme la pyrogazéification, en fonction de leur pertinence technico-économique et de leur potentiel.

a) Part biodégradable des déchets

L'équipement du parc d'incinérateurs existants de moyens de production d'électricité permet de diminuer l'impact de ces installations sur l'environnement en valorisant la chaleur fatale produite. Il est par conséquent important de maintenir un système de soutien incitatif pour l'équipement des incinérateurs, d'autant plus que le coût d'achat moyen de cette filière reste très modéré pour une production d'électricité renouvelable non intermittente. Il est également important de maintenir en sus un système de soutien pour les incinérateurs qui auraient la possibilité de valoriser la chaleur résiduelle, afin d'augmenter l'efficacité énergétique globale du site.

Les orientations retenues sont les suivantes :

- la mise en place d'un complément de rémunération pour l'électricité produite à partir de déchets ménagers pour inciter l'équipement des usines d'incinération de déchets ménagers, existantes ou nouvelles et dont le rythme de développement doit quant à lui répondre aux objectifs de la politique déchets, de moyens de valorisation électrique de la chaleur fatale issue du processus d'incinération ;
- le maintien, en parallèle du dispositif de complément de rémunération, d'aides à l'investissement pour des équipements de valorisation de la chaleur résiduelle, pour les incinérateurs pour lesquels un raccordement à des utilisateurs de chaleur est possible, afin d'améliorer le rendement énergétique global de l'installation.

b) Bois énergie

Au regard de la ressource en biomasse forestière disponible en France, la production d'électricité à partir de bois présente le potentiel de développement le plus élevé au regard des différentes filières biomasse rappelées dans le présent chapitre.

Cependant, afin que le développement de cette filière reste maîtrisé, il semble préférable de recourir à des appels d'offres, qui permettent un pilotage précis du développement, plutôt qu'à un système de soutien de type guichet ouvert qui ne permet pas de contrôler les volumes.

L'objectif retenu est le lancement annuel d'appels d'offres, pour une capacité de 50 à 100 MW. Les appels d'offres devront imposer les exigences fortes en termes d'efficacité énergétique, de maîtrise des conflits d'usage et de qualité de l'air, afin d'assurer la soutenabilité du développement de la filière.

c) Biogaz

L'équipement du parc de décharges et de stations d'épuration existantes de moyens de production d'électricité permet de diminuer l'impact de ces installations sur l'environnement en valorisant le biogaz produit. Il est par conséquent important de maintenir un système de soutien incitatif pour l'équipement des décharges et des stations d'épuration. Il est également important de maintenir en sus un système de soutien pour les installations qui auraient la possibilité de valoriser la chaleur résiduelle, afin d'augmenter l'efficacité énergétique globale du site.

Le développement de la méthanisation, en particulier la méthanisation agricole, permet de contribuer suivant la ressource méthanisable utilisée à des objectifs autres que la production d'énergie. Il doit dans tous les cas reposer sur des pratiques durables, réduisant le recours aux cultures énergétiques principales. Un dispositif de tarif d'achat en guichet ouvert pour l'électricité produite par les méthaniseurs de moins de 0,5 MW, imposant, pour les unités de plus grande taille, la réalisation du projet en injection lorsqu'elle est pertinente, limitant l'usage de cultures énergétiques, et encourageant le recours aux effluents d'élevages, sera donc conservé.

Pour les installations de grandes tailles, des conflits d'usages sur la ressource méthanisable peuvent se développer : il semble par conséquent préférable de recourir pour ces dernières à des appels d'offres plutôt qu'à un système de soutien de type guichet ouvert afin que le développement de cette filière reste maîtrisé. Pour optimiser l'utilisation de la ressource, la réalisation du projet en injection devra être privilégiée lorsqu'elle est possible. Le rythme de développement qui paraît le plus approprié pour ces installations est de 10 MW par an.

1.1.6 Les énergies renouvelables en mer

Objectifs quantitatifs

- ⇨ **Mettre en service entre 2018 et 2023 les projets éoliens en mer déjà sélectionnés représentant un volume total de 3 000 MW.**
- ⇨ **Attribuer d'ici 2023 des projets à hauteur de 500 à 6000 MW de capacités éoliennes en mer posées supplémentaires, en fonction des résultats des concertations sur les zones propices, du retour d'expérience de la mise en œuvre des six premiers projets et sous condition de baisse de prix par rapport aux précédents appels d'offres.**
- ⇨ **Viser une capacité installée de 100 MW à l'horizon 2023 pour les autres énergies renouvelables en mer, et engager d'ici là des projets supplémentaires pour une capacité de 200 à 2000 MW, en fonction du retour d'expérience des fermes pilotes et sous réserve de l'évaluation des coûts de production de l'électricité de ces technologies.**

Orientations

- ⇨ **Améliorer la procédure d'appels d'offres pour l'éolien en mer posé, afin de favoriser la baisse des coûts et d'accélérer la réalisation des projets avant de lancer de nouveaux appels d'offres.**
- ⇨ **Renforcer les concertations et la prise en compte des enjeux environnementaux et d'acceptabilité locale et des conflits d'usage des projets éolien en mer posé lors de l'identification des zones propices en amont des appels d'offres afin de renforcer l'ancrage de ces projets dans les territoires.**
- ⇨ **Accompagner, par des dispositifs de soutien à la recherche et développement et aux projets pilotes, les projets pré-commerciaux dans les secteurs émergents des énergies renouvelables en mer (éolien flottant, hydroliennes, etc.), permettant des retours d'expérience et la définition précise d'objectifs de déploiement dans la prochaine PPE, en fonction des coûts et de la maturité de ces filières.**

Actions concrètes 2016-2017

- ⇨ **Lancer un nouvel appel d'offre éolien en mer au large de Dunkerque et poursuivre l'identification des autres zones propices au développement de nouvelles fermes commerciales.**
- ⇨ **Réaliser des études techniques et environnementales préalables dans le cadre du lancement des prochains appels d'offres éolien en mer posé afin d'augmenter la connaissance des candidats potentiels pour l'élaboration de leurs offres, d'accélérer la réalisation des projets et de permettre une baisse des coûts.**
- ⇨ **Poursuivre la consolidation et la simplification des procédures administratives permettant de favoriser le développement des projets grâce à la mise en place et la pérennisation du permis environnemental unique et l'accélération du traitement des recours contentieux.**

L'EOLIEN EN MER POSE

Même si actuellement aucun parc éolien en mer n'est en exploitation sur le territoire national, le développement commercial de la filière éolienne en mer posée est amorcé par le lancement de deux appels d'offres en 2011 et 2013 et l'attribution de près de 3 000 MW répartis sur six parcs au large de la Normandie, de la Bretagne et des Pays de la Loire. L'identification de nouvelles zones propices à l'implantation de fermes commerciales, la consolidation du cadre juridique et la réduction des coûts constituent les enjeux clés pour la consolidation de cette filière commerciale émergente.

Les dispositifs de soutien mis en place par l'Etat français de 2009 à 2015

Depuis 2009, le soutien de l'Etat pour accompagner cette filière a été constitué à la fois par du financement important de projets de recherche et de démonstration de briques technologiques et également par le lancement de deux appels d'offres commerciaux portant sur la réalisation de six parcs de capacités de l'ordre de 500 MW chacun.

Le montant estimé par la CRE des charges CSPE prévisionnelles correspondant à la mise en service de ces 6 parcs s'élèvera à 1,109 milliards d'euros en 2021 (mise en service des 4 premiers parcs attribués à l'appel d'offres de 2011) et 1,868 milliards d'euros en 2023 (ajout de la mise en service des 2 parcs attribués à l'appel d'offres de 2013).

Les procédures d'appels d'offres de 2011 et 2013 ont permis de prendre en compte les enjeux environnementaux liés au développement des parcs

Les parcs éoliens en mer sont susceptibles d'avoir un impact sur l'environnement : paysage, avifaune, faune marine, fonds marins, et les usages de la mer, dont la pêche, et la sécurité maritime. Ainsi, l'Etat a mis en place un cadre législatif et réglementaire qui à toutes les étapes du projet – de l'amont via l'identification des zones propices au développement de fermes commerciales à l'aval lors de l'exploitation – vise à identifier, prévenir-réduire et si besoin compenser les impacts, tant par des choix judicieux de localisation, conception des projets, que dans une réalisation respectueuse d'un haut niveau d'exigence environnemental évalué notamment dans le cadre des études d'impact nécessaires à l'obtention des autorisations administratives. Les porteurs de projets doivent conduire un processus très encadré par la législation, progressif, transparent, in fine soumis à plusieurs autorisations administratives, après étude d'impact et enquête publique.

En particulier, le Gouvernement a choisi d'initier le développement de l'éolien en mer posé grâce aux lancements d'appels d'offres qui permettent à la fois de maîtriser les lieux d'implantation afin d'éviter une installation désordonnée nuisible à l'acceptabilité de la filière, le rythme d'implantation afin de permettre la montée en puissance industrielle d'un tissu national et les coûts associés au soutien économique de cette filière. La démarche mise en place pour les appels d'offres de 2011 et 2013 est progressive pour prendre en compte les enjeux environnementaux :

- En amont du lancement des appels d'offres, une identification des zones propices est réalisée et peut ainsi déjà par exemple éliminer des zones dont les conditions de vent ne sont pas favorables ou qui poseraient des questions importantes en termes d'environnement ;
- Dans le processus d'appel d'offres, les aspects d'insertion environnementale et de conflits d'usages sont pris en compte dans la notation sur la base d'éléments étayés. Le candidat présente dans son offre les mesures qu'il envisage pour éviter, réduire et compenser les impacts du projet sur l'environnement. Il s'engage, en outre, à concevoir, construire, exploiter et démanteler l'installation de manière à minimiser les impacts sur l'environnement et à remettre le site en état à la fin de l'exploitation ;
- Une fois les lauréats désignés, les projets ne peuvent être autorisés qu'après un déroulement encadré où s'enchaînent débat public, phase de levée des risques (où le candidat doit fournir une série d'études techniques et environnementales) qui permet ensuite de confirmer le projet, procédures d'autorisations au titre du code de l'environnement (loi sur l'eau) et du code général de la propriété des personnes publiques (occupation du domaine public maritime) comprenant en particulier une étude d'impact approfondie et une enquête publique ;
- Après cette procédure le projet doit minimiser et compenser ses impacts, et l'autorisation prescrit les mesures de réduction, compensation, surveillance des impacts sur l'environnement ;
- Des exigences en termes de démantèlement et de remise en état du site à la fin de l'exploitation sont fixées dans le cahier des charges de l'appel d'offre : ainsi l'offre du candidat doit prévoir un retour du site à un état comparable à l'état initial, et compatible avec la pratique des activités existantes avant la construction du parc.

L'amélioration de la procédure d'appel d'offres suite aux retours d'expérience des premiers parcs permettra de renforcer l'ancrage de ces projets dans les territoires et d'accélérer leur développement. Cela suppose en amont la réalisation d'études techniques et environnementales permettant d'anticiper les difficultés.

Afin de permettre une baisse des coûts des futurs projets et d'accélérer la construction des projets lauréats, une piste serait que la puissance publique réalise davantage d'études techniques et environnementales dans le cadre du lancement des appels d'offres pour permettre de réduire la phase de levée des risques durant laquelle les lauréats des appels d'offres de 2011 et 2013 réalisent des études techniques et confirment la faisabilité de leur offre initiale. Par ailleurs, l'acquisition de données techniques et environnementales sur les zones ouvertes à l'appel d'offres doit permettre aux candidats potentiels de mieux structurer leurs offres et limiter les risques, ce qui in fine devrait permettre une baisse des prix proposés.

Suite aux deux appels d'offres de 2011 et de 2013, des améliorations de la procédure d'appels d'offres et des documents de consultations associés doivent permettre d'améliorer le dispositif, notamment en termes d'allocation des risques entre l'Etat, les porteurs de projets et le gestionnaire de réseau de transport qui devraient être davantage explicitée en amont du lancement de la procédure

de mise en concurrence pour permettre une baisse des prix proposés en donnant une meilleure visibilité aux candidats potentiels.

LES ENERGIES MARINES RENOUVELABLES

Les énergies marines renouvelables recouvrent l'ensemble des autres technologies permettant de produire de l'électricité à partir de différentes forces ou ressources du milieu marin hors éolien en mer posé :

- l'éolien en mer flottant utilise l'énergie des vents ;
- l'hydrolien marin utilise l'énergie des courants marins ;
- l'houlomoteur utilise l'énergie des vagues ;
- l'énergie marémotrice utilise l'énergie des marées ;
- l'énergie thermique des mers utilise l'énergie hydrothermique, c'est-à-dire le gradient de température entre les eaux de surface chaudes et les eaux froides en profondeur.

Filières émergentes, ces technologies renouvelables en mer sont au stade de la recherche et de l'expérimentation. Aujourd'hui, à l'exception notable de l'usine marémotrice de la Rance, il n'y a pas encore d'unité de production électrique en France, mais de nombreux projets de démonstration sont en cours de déploiement. Chacune de ces filières, a un degré de maturité et des perspectives de développement spécifiques à plus un moins long terme.

Concernant l'éolien en mer flottant, plusieurs prototypes sont actuellement en cours de développement en France métropolitaine et les premières fermes pilotes pourront être mises en service à moyen terme. La France dispose d'un gisement technique significatif, notamment en Méditerranée où les vents sont importants et la bathymétrie trop importante pour réaliser de l'éolien en mer posé.

Concernant la filière hydrolienne, plusieurs prototypes sont actuellement en cours de développement et de test en France métropolitaine et les premières fermes pilotes pourront être mises en service à moyen terme. La France, qui dispose des courants parmi les plus forts du monde, dispose d'un potentiel de 2 à 3 gigawatts au maximum. Par ailleurs, le gisement hydrolien est très localisé dans le monde dans la mesure où cette technologie nécessite des courants importants, ce qui conduit à un potentiel à l'export mesuré.

Concernant l'énergie houlomotrice, plusieurs démonstrateurs sont actuellement en test dans le monde, et à l'horizon de la PPE, la filière devrait toujours en être au stade de la démonstration.

Concernant l'énergie marémotrice, la France est aujourd'hui un des pays pionniers dans cette technologie, mais son développement plus extensif n'est pas envisagé à court terme, notamment au regard des enjeux environnementaux importants que cela pourrait soulever. Le potentiel de cette énergie est très distribué mais l'évaluation du gisement disponible reste à évaluer.

Concernant l'énergie hydrothermique, le gisement potentiel semble principalement localisé dans les départements d'Outre-mer où les gradients de températures entre les eaux de surface chaudes et les eaux froides en profondeur sont plus importants qu'en métropole.

Dans son *Medium-Term renewable energy market report 2015*, l'Agence Internationale de l'Energie indique que les coûts d'investissements pour un dispositif houlomoteur de 3MW serait de l'ordre de 18 100 $/kW. Les coûts d'investissements d'une installation de 10 MW utilisant les courants marins seraient autour 14 600 $/kW. Pour l'énergie thermique des mers les coûts d'investissements sont plus élevés et pourraient atteindre 45 000 $/kW. Dans son étude, l'agence indique que ces filières naissantes sont actuellement confrontées à certains enjeux notamment technologiques qui font émerger certaines incertitudes concernant leur développement à moyen terme. Selon l'étude, à moyen terme, les filières d'énergies marines (hors éolien flottant) pourraient atteindre 1 GW à l'horizon 2020 au niveau mondial.

Les dispositifs de soutien mis en place par l'Etat français de 2009 à 2015 portent principalement sur l'amont (R&D) pour accompagner la maturation de ces technologies

Le soutien de l'Etat pour accompagner ces filières vers la maturité passe avant tout par du financement de projets de recherche et de démonstration de briques technologiques et du déploiement de fermes pré-commerciales.

Depuis 2009, plusieurs Appels à Manifestation d'Intérêt (AMI) ont été lancés sur les énergies marines. Pilotés par l'ADEME et lancés par l'Etat dans le cadre du Programme des Investissements

d'Avenir (PIA), ces appels à projets visent à lever des verrous à la fois technologiques et non technologiques (impacts environnementaux, économiques…) dans les différentes filières : AMI énergies marines (2009), AMI Navires du futur (2011), AMI énergies marines briques technologiques (2013) et AMI fermes pilotes hydroliennes (2014), AMI Multi-ENR (2014), AAP fermes pilotes éoliennes flottantes (2015), AAP EMR (2015).

Au total, pour toutes les filières énergies renouvelables en mer, 20 projets sont financés et bénéficient d'un financement total de plus de 190 millions d'euros. Ces chiffres ont vocation à augmenter sensiblement avec les récents appels à projet en cours.

LES OBJECTIFS SUR L'HORIZON DE LA PPE

Simplifier les procédures administratives sans diminuer le niveau d'exigence environnemental et paysager

Plusieurs mesures de simplification ont été mises en œuvre par l'Etat afin de permettre une consolidation juridique et une accélération de la réalisation des projets. Le Gouvernement a mis en place en 2014 l'expérimentation d'une autorisation environnementale unique articulé autour de la loi sur l'eau et délivrée par le préfet de département. Initialement testées dans deux régions, elle a été généralisée à l'ensemble du territoire dans la loi de transition énergétique et permettra donc aux parcs éoliens en mer lauréats de l'appel d'offres de 2013 d'en bénéficier. Elle prévoit notamment un délai d'instruction des autorisations raccourci et des mesures d'accélération du traitement des recours.

Au regard des délais de réalisation important des projets d'énergies renouvelables en mer et des montants d'investissements élevés que ces projets représentent, des mesures de simplification ont été engagées pour faciliter leur réalisation. Elles visent la limitation des délais de recours en confiant le traitement des recours à une Cour Administrative d'Appel spécialisée en premier et dernier ressort, l'allongement de la durée de concession du Domaine Public Maritime de 30 à 40 ans et la réduction des délais de recours liés à l'autorisation loi sur l'eau.

Poursuivre le développement de chacune de ces filières avec des dispositifs de soutien adaptés à leurs spécificités et pour des volumes qui dépendront de l'évolution de leurs coûts et de leur niveau de maturité

Concernant l'éolien en mer posé, compte tenu de la nécessité d'une plus grande association du public au développement de ces projets pour en favoriser l'ancrage territorial et en assurer la réussite, le renforcement des concertations avec les parties prenantes en amont du lancement du prochain appel d'offres est nécessaire. Par ailleurs, pour favoriser la baisse des coûts de cette technologie qui restent élevés à l'heure actuelle, la PPE recommande d'améliorer la procédure d'appels d'offres, en particulier, de réaliser certaines études techniques et environnementales dans le cadre du lancement d'un nouvel appel d'offres afin de mieux qualifier le site (études de vents, études environnementales, etc.). Ces études devront être lancées dès 2016.

Cela permettra le lancement d'appels d'offres à partir de 2017 pour un volume de 500 MW à 6 000 MW en fonction des résultats des consultations du public et de l'évolution des coûts de cette technologie.

Concernant les autres technologies d'énergie renouvelables en mer, le volume des capacités installées à l'horizon 2023 devra s'élever à 100 MW.

Il est visé d'engager le développement de nouveaux projets de démonstration ou pré-commerciaux pour un volume de projets attribués 200 à 2 000 MW de projets à l'horizon 2023 en fonction des retours d'expérience des fermes pilotes notamment en termes d'évolution des coûts de l'électricité produite et du niveau de maturité technologique.

A cette fin, ces filières devraient être accompagnées prioritairement par des dispositifs de soutien à la R&D permettant d'identifier les technologies les plus prometteuses et les accompagner vers un développement pré-commercial.

Le soutien à la recherche et au développement qui sera mis en place devra permettre d'avancer significativement d'ici 2023 sur :

- l'identification des technologies les plus prometteuses et leur rythme de maturation ;
- la qualification de la ressource et la consolidation de l'estimation des productibles ;
- la réduction des coûts de ces technologies, notamment pour le design et la construction des machines, l'architecture électrique, les moyens et méthodes d'installation et de maintenance ;
- l'amélioration de leur intégration dans l'environnement ;

- l'évaluation des gisements au regard de la ressource, des enjeux environnementaux, d'acceptabilité et de conflits d'usages.

Pour chaque filière, ces éléments seront des étapes essentielles pour préciser les conditions de leur développement commercial ultérieur.

Sous réserve que ces conditions soient remplies, le calendrier indicatif suivant est envisagé pour les procédures de mise en concurrence :

- Lancement d'un premier appel d'offres portant sur l'hydrolien marin et l'éolien flottant au second semestre 2016 ;
- Second appel d'offres hydrolien : lancement d'une procédure au premier trimestre 2019 ;
- Second appel d'offres éolien flottant : lancement d'une procédure au premier trimestre 2020.

1.1.7 La géothermie

Objectifs quantitatifs

- ⇨ **Accompagner la réalisation de quelques projets pilotes représentant une capacité installée de moins d'une centaine de MW à l'horizon de la PPE.**

Orientations

- ⇨ **Recourir à un dispositif de soutien de type guichet ouvert pour développer les premiers projets de géothermie haute température.**
- ⇨ **Mettre en place un fonds de couverture de l'aléa géologique afin d'assurer l'émergence d'une filière capable d'exporter.**
- ⇨ **Une fois les premiers projets en service, prévoir une diminution du niveau de soutien pour la production d'électricité afin d'inciter à une baisse des coûts d'investissement et d'exploitation pour améliorer la compétitivité de la filière.**
- ⇨ **Maintenir des aides à l'investissement pour les équipements de valorisation de la chaleur résiduelle lorsqu'un raccordement à des utilisateurs de chaleur est possible afin d'améliorer le rendement énergétique global des sites.**

Actions concrètes 2016-2017

- ⇨ **Mettre en œuvre l'arrêté offrant un complément de rémunération permettant l'émergence de premiers projets pilotes pour la filière géothermie.**
- ⇨ **Mettre en place d'un fonds de garantie afin de couvrir l'aléa géologique.**

LE DEVELOPPEMENT DES PREMIERS PROJETS GEOTHERMIQUES

En France métropolitaine, le potentiel de la géothermie pour la production d'électricité est peu exploité à ce jour. Un seul projet pilote a été développé, le projet de Soultz-sous-Forêts (d'une puissance électrique installée de 2,1 MWe), en service depuis 2008, qui utilise la technologie dite Enhanced Geothermal System (EGS). Celle-ci consiste à réchauffer de l'eau à près de 200°C en l'injectant en profondeur au contact de roches chaudes. Lorsque l'eau remonte à la surface sous forme gazeuse, elle est exploitée afin de produire de l'électricité.

Pour pouvoir produire de l'électricité d'origine géothermique, il est nécessaire de travailler dans une gamme de température relativement élevée : des réservoirs avec des températures comprises entre 120°C et 200°C sont recherchés en France métropolitaine. Plusieurs dizaines de permis exclusifs de recherche pour des réservoirs de ce type ont été accordés ou sont à ce jour en cours d'instruction témoignant d'un réel dynamisme à venir pour cette filière.

LES ENJEUX SOCIO-ECONOMIQUES, INDUSTRIELS ET ENVIRONNEMENTAUX

Enjeux de compétitivité - Coûts de la filière

Le coût de production moyen de l'électricité produite par la filière géothermie est estimé à environ 280 €/MWh au regard des coûts attendus pour la dizaine de projets en cours de développement en France métropolitaine. Ce coût de production très élevé s'explique par des montants d'investissements (nécessité de réaliser des forages profonds) et des coûts d'exploitation importants et incertains compte tenu de faible retour d'expérience à ce stade.

Cependant, la filière géothermie étant en phase de développement, des baisses de coûts significatives sont attendues une fois les premiers projets réalisés. Ce gain de compétitivité de la filière sera rendu possible notamment grâce à l'amortissement de l'outil de forage et l'optimisation des services aux puits.

Enjeux industriels et économiques

Le marché mondial de la production d'électricité géothermique est appelé à doubler dans les dix années à venir, avec un chiffre d'affaires prévisionnel en études, travaux, équipements et services évalué à 3 à 4 milliards d'euros par an. En effet, avec 12 GW de capacité de production électrique installée, moins de 6% du potentiel géothermique mondial est exploité aujourd'hui.

La France peut prendre place sur ce marché face à la concurrence étrangère en visant à terme 10 % à 15 % du marché. Elle dispose en effet de nombreux atouts, avec des compétences présentes sur l'ensemble de la chaîne de valeur, et des points forts en exploration, ingénierie, exploitation et maintenance d'équipements énergétiques.

La géothermie pour la production d'électricité présente l'avantage d'être une filière dont le potentiel de développement est significatif, créatrice d'emplois locaux et pérennes, tant sur l'amont pour le lancement des projets (exploration, forages) que sur l'aval pour l'exploitation du site. Les travaux menés dans le cadre de la PPE ont permis d'évaluer les emplois français associés à environ 3 ETP/an/MW sur la phase de construction, et un peu plus de 1 ETP/an/MW sur la phase d'exploitation.

La production électrique par géothermie présente également l'avantage de n'être pas intermittente, et contribue à ce titre à la sécurité du système électrique.

Enjeux environnementaux

La géothermie électrique fonctionne en circuit fermé avec réinjection du fluide géothermale dans son milieu (pas de consommation d'eau en phase d'exploitation) et sans combustion (pas d'émissions atmosphériques). Les projets de géothermie haute enthalpie permettent une valorisation locale de la ressource avec une faible emprise foncière.

Le code minier et le code de l'énergie encadrent strictement l'activité de production d'électricité d'origine géothermique, permettant de maîtriser les risques environnementaux liés à cette filière. En particulier :

- au regard des enjeux liés à la sismicité, la fracturation hydraulique n'est pas employée, les pressions d'injection de fluides sont limitées et l'activité micro-sismique est contrôlée par un réseau de stations sismologiques contrôlées par des organismes publics ;
- au regard des enjeux liés à la nappe phréatique, 6 couches d'étanchéité des puits sont exigées (3 couches de tubage en acier et 3 couches de ciment). La qualité de la nappe est par ailleurs contrôlée par l'installation de piézomètres à proximité des puits ;
- au regard des nuisances sonores, les nuisances sont limitées lors de la phase de forage et de la phase d'exploitation. En particulier, la turbine est placée dans un bâtiment insonorisé et le système de refroidissement est conçu pour minimiser l'impact sonore.

Comme pour les autres énergies renouvelables, il est important de mener des études en amont des projets et de les accompagner par des concertations locales de qualité.

LES OBJECTIFS SUR L'HORIZON DE LA PPE

Les opérateurs de la géothermie haute température se sont positionnés avec des demandes de permis exclusifs de recherche (environ 25 permis sont accordés ou en cours d'instruction) sur les régions présentant les meilleurs potentiels.

Au regard de ces permis, une capacité électrique supplémentaire de moins d'une centaine de MW pourra être mise en service à l'horizon 2023.

1.1.8 Les énergies de récupération

Orientations

⇨ **Examiner les dispositifs de soutien envisageables pour développer le recours aux combustibles solides de récupération, et engager le cas échéant des appels d'offres expérimentaux, en articulation avec la politique de gestion des déchets.**

En complément des énergies renouvelables, les énergies de récupération représentent un gisement important qu'il peut être avantageux, au plan environnemental comme économique, de mobiliser dans certains cas.

Un soutien aux énergies de récupération existe déjà au travers d'un tarif d'achat, mis en place en 2016, pour les installations de combustion de gaz de mine issu naturellement des vides miniers.

Le recours aux combustibles solides de récupération (CSR) pourrait également se développer sur l'horizon de la PPE. Les CSR sont préparés à partir de déchets non dangereux, en vue d'une valorisation énergétique dans des installations de production d'électricité ou de chaleur. Leur utilisation s'inscrit dans le cadre des objectifs ambitieux de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte en matière de gestion des déchets et d'économie circulaire, en particulier la réduction des quantités de déchets non dangereux non inertes admis en installations de stockage de 30 % en 2020 et de 50 % en 2025.

Outre la mise en place récente d'un cadre réglementaire spécifique pour la préparation et la valorisation des CSR (dans la nomenclature ICPE), les professionnels estiment qu'un soutien financier sera nécessaire pour engager le développement de cette filière afin d'atteindre les objectifs mentionnés ci-dessus. Un premier appel à projet de l'ADEME, portant sur la production de chaleur[23], a ainsi été lancé au premier semestre 2016. S'agissant de la valorisation électrique, les professionnels estiment que la contribution des CSR pourrait s'élever à 150 MWe.

Une réflexion sera engagée sur la première période de la PPE sur les dispositifs de soutien éventuels pour le recours aux CSR pour la cogénération de chaleur et d'électricité. En fonction des analyses, des appels d'offres expérimentaux pourraient être lancés.

Ces actions seront conduites en articulation avec la politique de gestion des déchets, et dans le respect de la hiérarchie des modes de gestion des déchets, qui privilégient la prévention de la production de déchets puis le recyclage – valorisation matière, et seulement ensuite la valorisation énergétique.

[23] Cet appel à projets Energie CSR concerne aussi l'outre-mer pour la production de chaleur ou d'électricité.

1.2 Le parc thermique à combustible fossile

Orientations

- ⇨ **Ne pas autoriser de nouvelle centrale thermique de production d'électricité au charbon non équipée de système de captage, stockage ou valorisation du CO2.**
- ⇨ **Se préparer à un arrêt de la production d'électricité à partir de charbon à l'horizon de la PPE (2023).**
- ⇨ **Restreindre la durée de fonctionnement des nouvelles installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles et émettant des gaz à effet de serre de manière à respecter des valeurs limites d'émissions, conformément à l'article L. 311-5-3 du code de l'énergie.**
- ⇨ **Privilégier les projets de cogénération à haut rendement à partir de la biomasse.**
- ⇨ **Privilégier le lancement d'appels d'offre pour des capacités d'effacement, par rapport au développement de nouvelles capacités de production de pointe, en cas de risque pesant sur la couverture des pointes de consommation.**
- ⇨ **Limiter le recours au parc thermique à flamme en fonction du réel besoin de flexibilité, dans des conditions environnementales et économiques satisfaisantes, et privilégier les solutions d'effacement pour piloter l'équilibre offre-demande.**

Actions concrètes 2016-2017

- ⇨ **Restreindre par décret la durée de fonctionnement des nouvelles installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles émettant des gaz à effet de serre, et interdire les nouvelles centrales à charbon non équipées de système de captage, stockage et valorisation du CO2.**
- ⇨ **Mettre en place des comités locaux sous l'égide des préfets destinés à travailler avec l'ensemble des parties prenantes afin d'anticiper la mutation de la filière charbon, dans le contexte de la transition énergétique.**

1.2.1 Les enjeux associés au parc thermique

Le rôle du parc thermique dans le mix électrique

En métropole continentale, le parc thermique à combustible fossile, aussi appelé thermique à flamme, est constitué des capacités suivantes au 1er janvier 2016 :

- 5,7 GW de centrales à cycle combiné gaz (CCG). Deux nouvelles installations sont en construction (EDF à Bouchain, démarrée courant 2016) ou en projet (Compagnie électrique de Bretagne à Landivisiau) ;
- 2,3 GW de centrales à charbon, dont 600 MW en maintenance jusqu'à l'hiver 2017-2018 ;
- 5,3 GW de centrales au fioul ;
- 1,9 GW de turbines à combustion alimentées au fioul ou au gaz ;
- Environ 6 GW de production thermique décentralisée à partir de combustible fossile, regroupant toutes les autres installations thermiques, et dont une partie fonctionne en cogénération.

Dans le mix électrique français, les centrales thermiques à flamme ont pour rôle principal d'assurer la sécurité d'approvisionnement en ajustant la production à la demande, par un fonctionnement en semi-base ou en pointe complémentaire du nucléaire et des énergies renouvelables. Le domaine de pertinence des différents moyens types de production et leur contribution au mix électrique dépendent de leurs caractéristiques techniques et économiques : base ou semi-base pour les cogénérations au gaz naturel, semi-base pour les centrales à charbon et les cycles combinés gaz (CCG), pointe pour les centrales au fioul ou les turbines à combustion.

La contribution des centrales thermiques dans la production d'électricité est en diminution sous l'effet conjoint du développement des énergies renouvelables et de la fermeture des installations fonctionnant au charbon : pour la première fois en 2014, l'énergie produite par le parc thermique à combus-

tible fossile (27,0 TWh, soit 5% de la production française) a été inférieure à la production renouvelable autre qu'hydraulique (27,9 TWh).

La production thermique reste présente à moyen terme dans le mix électrique, pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Par exemple, dans tous les scénarios prospectifs à horizon 2030 modélisés par RTE dans son bilan prévisionnel 2014, elle continue de représenter entre 6% et 12% de la production d'électricité française.

Enjeux environnementaux

Les impacts environnementaux du parc thermique à combustible fossile sont encadrés par des normes environnementales. En particulier, la directive de 2010 sur les émissions industrielles, dite directive IED, qui reprend et renforce les exigences de la précédente directive sur les grandes installations de combustion, fixe les nouvelles contraintes applicables au 1er janvier 2016 pour les installations de production d'électricité : elle rend plus strictes les limites d'émissions pour les oxydes d'azote NOx, le dioxyde de soufre SO2 et les poussières.

La directive IED prévoit cependant des dispositions dérogatoires : les installations qui ne se conformeraient pas aux nouvelles valeurs limites d'émission pourront fonctionner pendant au plus 17 500 heures entre le 1er janvier 2016 et le 31 décembre 2023. Dans ce cas, les émissions devront être inférieures aux valeurs limites du cas général (non dérogatoire) de la « Directive GIC » en vigueur depuis 2008 pour les groupes existants. En France, ces dispositions ont déjà conduit à l'arrêt de 15 centrales au charbon parmi les plus polluantes entre 2013 et 2015, pour un total de 4 GW, et ont contribué à la forte réduction des émissions de CO2 du secteur de la production d'électricité.

En plus de ces directives européennes, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a introduit pour les nouvelles installations une limitation de la durée maximale d'heures de fonctionnement par an. Le PPE traduit cette disposition en fixant une valeur limite d'émission de gaz à effet de serre à 2,2 ktCO_2eq par an et par mégawatt de puissance installée. Pour les installations de cogénération, les émissions considérées sont celles correspondant à la seule production d'électricité.

1.2.2 Les centrales à cycle combiné gaz (CCG)

La combinaison dans les centrales à cycle combiné gaz (CCG) d'une turbine à combustion utilisant le gaz et d'une turbine utilisant la vapeur produite grâce à la chaleur dégagée par la combustion du gaz permet d'atteindre des rendements de l'ordre de 60%. Ce rendement amélioré permet de réduire les émissions atmosphériques de CO2, de NOx et de SO2 par rapport aux centrales au gaz « classiques ».

Les CCG sont des moyens flexibles, complémentaire des énergies renouvelables, qui fonctionnent en semi-base et sont disponibles pendant les périodes de pointe. Elles peuvent donc avantageusement remplacer les centrales à charbon, également conçues pour fonctionner en semi-base mais beaucoup plus polluantes. Les CCG souffrent cependant de conditions économiques défavorables, en tant que moyens de semi-base pénalisés par la priorité d'accès donnée aux ENR et directement concurrencés par les centrales à charbon : la compétitivité relative des CCG et des centrales au charbon tourne aujourd'hui à l'avantage de ces dernières, en raison de la faiblesse du prix de charbon et du CO2. Cette baisse de rentabilité a conduit certains producteurs français à prendre des décisions de fermeture estivale ou de mise sous cocon provisoire de CCG ces dernières années. Plus généralement, le système électrique européen connaît une situation actuelle difficile, caractérisée par une faiblesse de la demande dans un contexte de crise économique et une relative surcapacité, qui a particulièrement affecté de nombreuses centrales construites entre 2005 et 2010.

Le maintien en exploitation des CCG, substituables aux centrales à charbon mais beaucoup plus flexibles et moins émettrices en gaz à effet de serre, est un enjeu important à moyen terme pour le mix électrique.

La réponse apportée par les pouvoirs publics consiste en l'amélioration de l'architecture du marché de l'électricité grâce à plusieurs réformes de fond menées au niveau national :

- D'une part le mécanisme de capacité permettra de valoriser la contribution à la sécurité d'approvisionnement des capacités de production (comme les CCG) et d'effacement qui sont nécessaires au passage de la pointe électrique en hiver. Ce mécanisme contribuera à

moyen terme à atteindre le bon niveau de capacité de production et d'effacement et devrait permettre d'améliorer les signaux d'investissement.

- D'autre part, la réforme des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables et à la co-génération, en cohérence avec les nouvelles lignes directrices de la Commission européenne en matière d'aide d'État dans le domaine de l'énergie, permettra de mieux intégrer les filières qui en bénéficient au marché de l'électricité.
- Enfin, le renforcement du signal-prix du carbone est essentiel pour inverser l'ordre de mérite entre les centrales électriques au charbon et au gaz. La réforme du système communautaire d'échanges de quotas d'émissions envisagée par la Commission européenne pourrait participer au renforcement de ce prix. La France défend toutefois une réforme plus ambitieuse afin de privilégier l'usage du gaz par rapport au charbon, qui s'appuierait sur la mise en place d'un corridor de prix sur le dispositif ETS, voire sur l'introduction au niveau européen d'un prix-plancher du carbone spécifiquement pour la production d'électricité.

En parallèle de ces réformes, les normes environnementales européennes plus strictes pour les centrales thermiques (directive IED qui promeut l'utilisation des meilleures techniques disponibles) devraient conduire à déclasser en priorité les centrales à charbon les plus anciennes en Europe d'ici 2023.

1.2.3 Les centrales à charbon

Les centrales à charbon fonctionnent également en semi-base dans le mix électrique français. Leurs émissions atmosphériques, de polluants comme de gaz à effet de serre, constituent leur principal inconvénient en l'absence de solution de captage et stockage du CO_2 démontrée et compétitive au plan économique : RTE retient par exemple, pour le calcul des émissions de la production électrique, un facteur d'émissions de 956kg CO2/MWh, près de trois fois supérieur à celui des installations fonctionnant au gaz.

En application des directives GIC et IED, 15 centrales au charbon (soit 4 GW) mises en service avant 1975 ont cessé de fonctionner depuis 2013. La capacité installée du parc charbon, qui était de 4,2 GW en 2015, diminue donc à 2,9 GW en 2016.

La localisation des grandes installations utilisant du charbon est présentée ci-dessous.

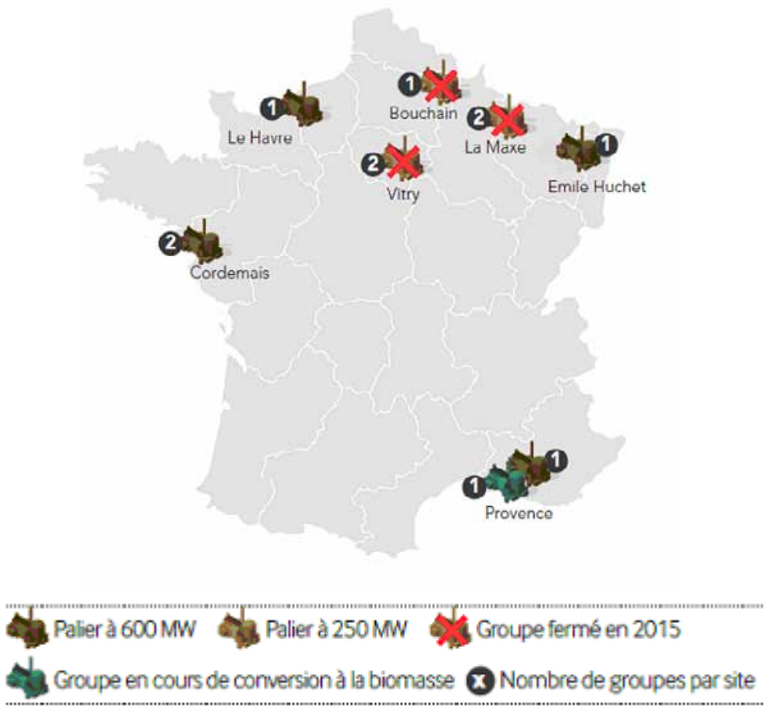


Figure 6 : Localisation des grandes installations utilisant du charbon (source : RTE)

Des travaux de rénovation ont été menés sur les tranches charbon d'EDF du Havre et de Cordemais, équipées de désulfuration et de dénitrification des fumées, dans le but d'améliorer leurs performances environnementales et techniques et de se conformer à la norme IED. Près de 2,9 GW de centrales au charbon pourraient rester présentes jusqu'à 2023, prochaine échéance de la directive IED et fin de l'horizon de la PPE.

L'enjeu principal pour le parc thermique à moyen terme étant la maîtrise de ses émissions de CO2, de manière à respecter la déclinaison indicative des budgets carbone associée à la production d'énergie, **les nouvelles capacités charbon qui ne seraient pas équipées d'un système de captage et stockage du CO2 ne seront pas autorisées.**

S'agissant des centrales au charbon existantes, il apparaît nécessaire de se préparer à la perspective d'un arrêt de la production d'électricité à partir de charbon à l'horizon de la PPE (2023). La France défend en effet l'objectif d'inverser au niveau européen l'ordre de mérite entre les centrales charbon et les centrales au gaz, afin de réduire la production des centrales charbon et donc les émissions de gaz à effet de serre. Cela pourrait passer par un corridor de prix sur le système européen de quotas, voire par la mise en place d'un prix-plancher spécifique à la production d'électricité. La mise en œuvre de telles mesures devrait conduire à un arrêt du recours au charbon pour la production d'électricité, et, sauf si elles étaient absolument nécessaires pour le maintien de la sécurité d'approvisionnement, à la fermeture à moyen terme des centrales électriques au charbon qui ne seraient plus compétitives.

Il est important que les producteurs d'électricité, et notamment EDF dans le cadre de son plan stratégique, prennent en compte cette orientation dans leurs programmes d'investissements dans les centrales existantes, dont l'exploitation n'a pas vocation à être significativement prolongée au-delà de l'horizon de la PPE, et préparent le nécessaire accompagnement des personnels et la reconversion des sites.

Le Gouvernement mettra en place avec l'ensemble des parties prenantes, les salariés, les acteurs de la formation professionnelle et les territoires concernés, les mesures permettant d'anticiper la mutation de la filière charbon, dans le contexte de la transition énergétique.

1.2.4 Les installations de cogénérations au gaz naturel

Les installations de cogénération au gaz naturel permettent la production combinée de chaleur et d'électricité, la chaleur produite étant utilisée en général par injection dans un réseau de chaleur ou pour un processus industriel. Elles présentent ainsi de meilleurs rendements énergétiques que les centrales électriques classiques (environ 80-90 % contre 50-55 % pour les CCG, 35-40 % pour les centrales au charbon et 30-35 % pour les centrales au fioul) et contribuent de ce fait à l'amélioration de l'efficacité énergétique et à la réduction de la consommation d'énergie primaire.

Les installations de cogénération dont les débouchés chaleur nécessitent un apport de chaleur constant présentent un profil de production d'électricité prévisible et plat, ce qui pour le système électrique est un atout du point de vue de la gestion de l'équilibre offre-demande, mais peut devenir une faiblesse si le besoin de flexibilité augmente. Elles sont pilotables et peuvent produire pendant les pointes de consommation électrique, ce qui contribue à la sécurité d'approvisionnement électrique ; en revanche, leur dépendance à l'approvisionnement en gaz peut s'avérer une faiblesse en cas de crise simultanée sur les réseaux électriques et gaziers. Enfin, l'avantage des installations de cogénération, du point de vue des émissions de CO_2, n'existe que si elles produisent en remplacement d'un autre moyen de production d'électricité à combustible fossile. Leur intérêt doit donc être évalué au regard de la place des moyens thermiques dans le mix à moyen terme.

Au total, l'ensemble de ces installations a produit 15 TWh de chaleur et 12 TWh d'électricité en 2014. Selon les professionnels, les besoins de chaleur permettraient d'envisager un potentiel technique de doublement du parc installé à l'horizon 2025.

Orientations sur le soutien public à la cogénération

Les installations de cogénération ont fait l'objet d'un soutien important par les pouvoirs publics avant les années 2000 afin d'encourager le développement de cette technologie, dans la mesure où le

coût de la production combinée de la chaleur ou de l'électricité était supérieur au prix de marché. Des contrats d'achat de l'électricité produite ont été mis en place et perdurent pour de nombreuses installations de moins de 12 MW.

Au-delà de 12 MW, les installations sont sorties en 2013 des dispositifs d'obligation d'achat mais peuvent bénéficier depuis la loi du 20 décembre 2014 relative à la simplification de la vie des entreprises d'une prime transitoire rémunérant leur disponibilité et le service rendu au système électrique, et ce jusqu'au 31 décembre 2016 dans l'attente de la mise en œuvre du mécanisme de capacité.

Les charges de ces dispositifs sont couvertes par les charges de service public de l'énergie. D'après le rapport de la CRE sur la CSPE publié en 2014, la filière cogénération sous obligation d'achat a représenté en moyenne sur la période 2002-2013 de l'ordre de 4 000 MW de puissance installée et a bénéficié d'une rémunération totale cumulée de 17 Md€ courants, dont 9,3 Md€ de surcoûts (55 %) financés par la CSPE.

Dans le cadre de la réforme de l'obligation d'achat et de la mise en place du dispositif du complément de rémunération, et conformément aux lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, les cogénérations à haute performance énergétique de moins de 1 MW peuvent bénéficier d'un complément de rémunération en guichet ouvert. Les plus petites installations, de moins de 300 kW peuvent continuer à bénéficier d'un contrat d'achat. Au-delà de 1 MW, les cogénérations devront passer par une procédure d'appel d'offres pour bénéficier d'un complément de rémunération.

Contrairement aux installations de cogénération utilisant la biomasse comme combustible, qui contribuent aux objectifs de réduction de la consommation d'énergie et de développement des énergies renouvelables, les installations fonctionnant au gaz naturel ont pour seul avantage une meilleure efficacité énergétique. Leur développement est donc surtout intéressant, du point de vue des politiques énergie-climat, lorsqu'elles viennent en substitution des énergies fossiles dans le mix électrique, le meilleur rendement des installations de cogénération pouvant alors justifier qu'on les préfère à des centrales à cycle combiné gaz. A chaque fois que c'est possible, un remplacement à terme par des cogénérations fonctionnant à la biomasse doit être encouragé. Pour accélérer cette transition, des appels d'offres seront engagés pour soutenir transitoirement le fonctionnement des installations existantes, afin d'accompagner les producteurs vers l'installation d'une unité biomasse, ou vers un recours au biogaz au sein de leur unité de cogénération au gaz.

Sur l'horizon de la PPE, un soutien public fort aux installations de cogénération fonctionnant au gaz naturel n'apparaît donc pas justifié. Aucun objectif quantitatif de développement de nouvelles capacités n'est donc fixé pour cette filière.

1.2.5 Les moyens de production à la pointe

Les moyens de pointe ont pour rôle de fournir de l'électricité pendant les pics de demande, ils sont essentiels pour assurer la sécurité d'approvisionnement en France, en particulier lors des pointes de consommation hivernales. Ces centrales sont donc conçues pour tourner un très faible nombre d'heures par an (de l'ordre de 200 heures par an) et de manière fiable. Ce sont des installations dont le coût de construction par MW installé est faible, et dont le coût marginal de production par MWh produit est élevé.

Outre l'hydraulique, leur parc était constitué au 1er janvier 2016 de 5,2 GW de centrales au fioul, et de 1,9 GW de turbines à combustion alimentées soit au fioul soit au gaz naturel. EDF a toutefois cessé en 2016 l'exploitation de sa centrale d'Aramon dans le Gard, et annoncé son intention de cesser l'activité de ses tranches fioul de Porcheville et Cordemais d'ici 2018. Le parc compte aussi des moyens de production décentralisée sous la forme de moteur diesel fonctionnant au fioul domestique. Pour faire face aux pointes de consommation, l'orientation générale retenue par les pouvoirs publics est un recours accru aux effacements de consommation qui, du point de vue de l'équilibre offre-demande, sont équivalents à l'injection d'électricité, par rapport à la construction de nouveaux moyens de production de pointe.

1.3 Le nucléaire

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte engage la France vers la diversification de son mix électrique, pour atteindre en particulier 40 % d'énergies renouvelables dans le mix électrique en 2030 et 50 % de nucléaire dans la production d'électricité à l'horizon 2025. Ce dernier objectif pourrait se traduire par une adaptation du parc nucléaire actuel, étape par étape, avec :

- des fermetures de certains réacteurs, avec à court terme la fermeture des deux réacteurs de la centrale de Fessenheim ;
- des prolongations de l'exploitation de certains réacteurs au-delà de 40 ans, pour garantir la sécurité d'approvisionnement et éviter le recours à de nouveaux moyens de production à combustible fossile.

Néanmoins, compte tenu de l'ensemble des éléments exposés ci-dessous, il est nécessaire de constater le rythme de développement des énergies renouvelables, les évolutions de la demande en électricité et la disponibilité du parc et de disposer des décisions de l'ASN pour prendre des décisions de fermeture et de prolongation de réacteurs au-delà de 40 ans, au cours de la seconde période de la PPE.

1.3.1 Une priorité absolue donnée à la sûreté nucléaire

Le contrôle de la sûreté du parc nucléaire est assuré par l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN), autorité administrative indépendante qui contrôle les activités nucléaires civiles. Elle réglemente et autorise l'exploitation des installations concernées, les inspecte pour vérifier qu'elles respectent les règles et les prescriptions de sûreté, avec le pouvoir de sanctionner et d'arrêter à tout moment l'installation en cas de manquement. Elle informe également le public sur son activité et sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection, supervise les opérations de mise en sûreté en cas de situation d'urgence et assiste le Gouvernement dans la gestion de crise. **Les décisions récentes de l'ASN ont rehaussé les normes de sûreté, en particulier à la suite de l'accident de Fukushima.** Ainsi, d'importants investissements de sûreté sont en cours sur le parc.

Afin qu'elle puisse faire face à ces enjeux, le Gouvernement est particulièrement vigilant à la suffisance des moyens humains et matériels dont l'ASN est dotée et les a régulièrement renforcés en 2015, 2016 et 2017.

Par ailleurs, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte comporte des dispositions importantes en termes de transparence, de renforcement des missions des commissions locales d'information, mais également de confortement du régime des installations nucléaires de base. En particulier, la loi introduit un encadrement du recours à la sous-traitance, une réforme du cadre applicable aux installations en démantèlement et une procédure particulière pour autoriser la poursuite de fonctionnement des réacteurs électronucléaires après leur 35ème année de fonctionnement. **En outre, la loi autorisait le Gouvernement à légiférer par ordonnance au cours de la première période de la PPE et a ainsi permis la publication le 11 février 2016 d'une ordonnance portant diverses dispositions en matière nucléaire.** Cette dernière donne à l'ASN des outils complémentaires qui lui permettront de renforcer l'efficacité de son contrôle des installations nucléaires.

Enfin, le Gouvernement s'est attaché à étendre les mesures de protection des populations en cas d'accident nucléaire. **En particulier, le Gouvernement a annoncé lors de la quatrième conférence environnementale l'extension du périmètre des plans particuliers d'intervention (PPI)[24] autour des sites nucléaires en cas d'incident à 20 km, contre 10 km actuellement. Cette orientation a été mise en œuvre par l'instruction du 3 octobre 2016 relative à la réponse à un accident nucléaire ou radiologique majeur.**
Le maintien de cette priorité à la sûreté reste une exigence incontournable.

[24] Le Plan Particulier d'Intervention (PPI) est un plan établi à partir de scénarios d'accidents et élaboré par le préfet qui prépare les mesures de protection, la mobilisation et la coordination de tous les acteurs concernés (exploitant, services d'urgence et de l'État, communes, médias) dans la gestion de crise.

1.3.2 La fermeture des réacteurs de Fessenheim

Orientations

⇨ **En application du plafonnement à 63,2 GW de la capacité nucléaire, abroger par décret en 2016 l'autorisation d'exploiter des deux réacteurs de la centrale de Fessenheim.**

Actions concrètes 2016-2017

⇨ **Publier en 2016 le décret d'abrogation de l'autorisation d'exploiter des deux réacteurs de Fessenheim**

Conformément à l'engagement du Président de la République, les deux réacteurs de la centrale de Fessenheim seront fermés. L'entreprise EDF a en effet indiqué dans un courrier adressé en octobre 2015 à la Ministre de l'Environnement qu'elle se *« prépare à étudier l'unique hypothèse de la fermeture des deux réacteurs 900 MW du site de Fessenheim »*, et a engagé fin juillet 2016 le processus de consultation de son comité central d'entreprise sur ce projet de fermeture.

L'article L. 311-5-5 du code de l'énergie introduit par la loi de transition énergétique plafonne à 63,2 gigawatts la puissance nucléaire installée en France. La mise en service de l'EPR de Flamanville ne pourra donc pas intervenir avant la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim, pour respecter ce plafond. La demande d'abrogation de l'autorisation d'exploiter des deux réacteurs du site de Fessenheim doit être déposée par EDF dans le courant de l'année 2016. L'abrogation sera actée par le décret prévu à l'article L. 311-5-5 du code de l'énergie, qui interviendra avant la fin de l'année 2016. Le gouvernement sera vigilant à la mise en place des mesures d'accompagnement de formation professionnelle des salariés concernés ainsi que d'emplois et de reconversion des sites vers des activités nécessaires au maintien de la dynamique territoriale (cf. le volet de la PPE relatif aux impacts économiques et sociaux, pour l'évaluation des besoins de compétences professionnelles dans le domaine de l'énergie et l'adaptation des formations à ces besoins).

La fermeture des deux réacteurs interviendra au cours de la première période de la PPE, dans le respect des prescriptions édictées par l'Autorité de Sûreté Nucléaire.

1.3.3 La préparation des décisions en vue d'atteindre l'objectif de 50 % de nucléaire à l'horizon 2025

Orientations

⇨ **En fonction de l'évolution de la consommation d'électricité et des exportations, du développement des énergies renouvelables, des décisions de l'ASN et de la nécessité d'assurer la sécurité d'approvisionnement, décider des fermetures et des prolongations de l'exploitation au-delà de 40 ans de certains réacteurs au cours de la deuxième période de la PPE.**

L'évolution du parc nucléaire dépend de nombreux paramètres des systèmes énergétiques français et européen :

- l'évolution de la consommation électrique et en particulier de la pointe de consommation, et les moyens qui pourront être mobilisés pour assurer la sécurité de l'approvisionnement sans recourir à davantage de centrales fossiles, émettrices de gaz à effet de serre ;
- le rythme de développement des énergies renouvelables et la baisse de leur coût grâce à une demande mondiale de plus en plus forte, en application de la COP 21 ;
- la situation des systèmes électriques des pays voisins, et l'évolution des échanges d'électricité aux frontières (imports/exports) ;
- le taux d'utilisation des centrales, qui pourrait baisser à l'horizon 2020 en raison des travaux engagés ;
- le coût d'exploitation et de maintien en conditions opérationnelles des réacteurs ;
- la mise en œuvre des prescriptions de sûreté de l'Autorité de Sûreté Nucléaire et leurs coûts ;

- les enjeux et les coûts liés à la gestion des déchets et matières radioactives.

Les conditions de la prolongation d'exploitation au-delà de la quatrième visite décennale, qui sera nécessaire pour certains réacteurs afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement, ne sont pas encore connues. Pour chaque palier, l'exploitant mène tous les dix ans une réévaluation de sûreté qui aboutit à un nouveau référentiel de sûreté et à un programme d'améliorations à mettre en œuvre sur chaque réacteur du palier. Ce programme est soumis à l'approbation de l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) avant la visite décennale du premier réacteur du palier. L'ASN prévoit de prendre une position générique fin 2018 sur les conditions permettant d'autoriser la prolongation de l'exploitation des centrales nucléaires françaises du palier 900 MW au-delà de la quatrième visite décennale, puis des décisions individuelles seront prises sur chaque réacteur à partir de 2019-2020 à l'occasion des quatrièmes visites décennales (VD4). Les conditions techniques et les exigences de sûreté permettant d'envisager une prolongation au-delà de 40 ans ne sont donc pas encore précisément connues.

Les décisions de fermeture ne devront pas remettre en cause la sécurité d'approvisionnement, ni conduire à une augmentation des émissions de CO_2 du parc de production d'électricité ou dégrader le pouvoir d'achat des ménages et la compétitivité industrielle. L'âge moyen du parc nucléaire est de 31 ans en 2015. La capacité des réacteurs n'ayant pas atteint 40 ans diminue très rapidement à partir de 2020, jusqu'à 30 GW en 2025, soit moins de la moitié de la capacité actuelle.

En conséquence, la prolongation d'au moins une partie des réacteurs sera nécessaire pour garantir la sécurité d'approvisionnement tout en s'inscrivant pleinement dans la réduction des émissions de gaz à effet de serre du mix électrique. Elle accompagnera la fermeture d'autres réacteurs.

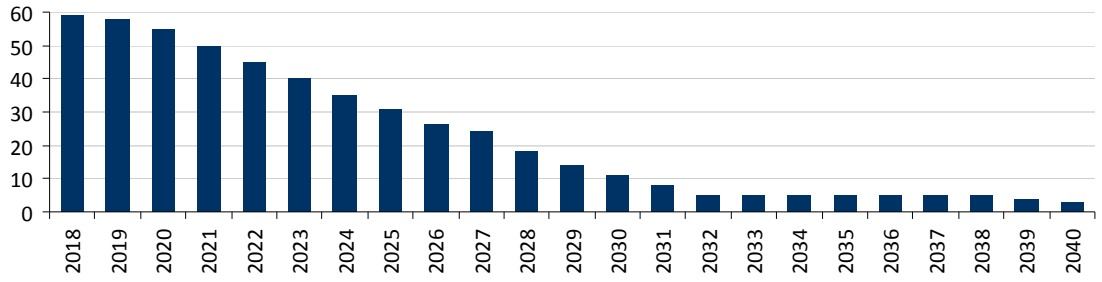


Figure 7. Nombre de réacteurs n'ayant pas passé leur quatrième visite décennale

1.3.4 La gestion du combustible, des déchets et des matières radioactives

Orientations

⇨ **Maintenir la politique de traitement et de recyclage du combustible nucléaire et étudier les modalités d'utilisation du MOx dans les réacteurs des paliers 1 300 MW, N4 et de l'EPR afin de sécuriser l'équilibre du cycle du combustible.**

Actions concrètes 2016-2017

⇨ **Mettre en œuvre le nouveau plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR)**

Le maintien du traitement et du recyclage du combustible nucléaire

La France a choisi le modèle du traitement et du recyclage du combustible nucléaire usé. Cette politique permet de réduire la dépendance nationale en uranium naturel et de confiner de manière sûre les déchets radioactifs ultimes de moyenne et haute activité. Elle permet ainsi de limiter les impacts de long terme de l'exploitation du parc électronucléaire français, et donc les risques pour les générations futures. Sur le plan industriel, le choix de cette stratégie fait aujourd'hui de la France le seul pays au monde à maîtriser et à mettre en œuvre industriellement l'ensemble des technologies du cycle du combustible.

Cette stratégie doit être maintenue sur toute la durée d'exploitation du parc nucléaire, ce qui suppose de prendre en compte l'équilibre du traitement-recyclage[25]. Il conviendra donc d'être attentif, lors de l'évolution du parc nucléaire, à maintenir cet équilibre entre les tranches MOXées et non MOXées. Le MOXage du palier 1 300 MW et de l'EPR pourraient offrir à moyen terme des flexibilités pour préserver le traitement-recyclage si leur faisabilité est confirmée. D'ici la prochaine PPE, une analyse comparée des impacts pour l'environnement d'une stratégie de retraitement des combustibles usés en comparaison de celle qui résulterait de l'absence de retraitement, en considérant l'ensemble du cycle de vie du combustible, depuis l'extraction de l'uranium, jusqu'au stockage des déchets induits, sera réalisée.

A plus long terme, le recyclage des combustibles MOx usés est exploré dans le cadre des recherches sur les systèmes nucléaires de quatrième génération, notamment à l'aide des réacteurs à neutrons rapides (RNR). Sur la base des enseignements tirés des réacteurs précédents en France et à l'international, la France a lancé en 2010 les études de conception d'un démonstrateur technologique RNR-sodium avec le projet ASTRID. Les études se poursuivent actuellement avec une phase de conception détaillée prévue sur la période 2016-2019.

La France poursuit enfin des travaux de recherche l'utilisation à long terme de réacteurs nucléaires de quatrième génération fonctionnant à l'aide de thorium. Si l'utilisation du thorium pour la production d'électricité présente des avantages certains, notamment en raison de l'abondance des ressources, elle peut présenter également des inconvénients, notamment sur le plan de la sûreté des réacteurs ou encore en raison de l'impossibilité d'amorcer un cycle thorium sans disposer d'uranium ou de plutonium. En outre, la faisabilité industrielle d'un réacteur de puissance, nécessairement à neutrons rapides, n'est pas démontrée et les études demeurent au stade des concepts.

La gestion des déchets et des matières radioactives

Les matières et les déchets radioactifs produits par le parc électronucléaire doivent être gérés de façon durable, dans le respect de la protection de la santé des personnes, de la sécurité et de l'environnement.

Le plan national de gestion des matières et des déchets radioactifs (PNGMDR) constitue un outil pour mettre en œuvre ces principes dans la durée, selon le cadre fixé par la loi de programme du 28 juin 2006 relative à la gestion durable des matières et des déchets radioactifs. Il vise principalement à dresser un bilan régulier de la politique de gestion de ces substances radioactives, à évaluer les besoins nouveaux et à déterminer les objectifs à atteindre à l'avenir, notamment en termes d'études et de recherches.

L'édition 2016 du PNGMDR devra prendre en compte les dispositions introduites par la loi de transition énergétique.

1.4 Conclusion sur l'offre d'électricité

Quelles que soient les évolutions de la consommation et du solde exportateur, un développement très ambitieux des énergies renouvelables est nécessaire pour atteindre les objectifs de la loi à l'horizon 2030.

Compte-tenu des potentiels techniques, économiques ainsi que des enjeux environnementaux et d'acceptabilité, un objectif de 150 à 167 TWh (soit de 12,9 à 14,4 Mtep) de production d'origine renouvelable en 2023 apparaît un minimum. Son atteinte nécessitera une action forte et coordonnée de l'ensemble des acteurs afin de favoriser l'implantation locale des projets.

Les pouvoirs publics, les industriels et l'ensemble des parties prenantes devront se mobiliser pour assurer un rythme de développement soutenu des énergies renouvelables électriques pour permettre l'atteinte des objectifs fixés par la loi à l'horizon 2030.

Dans cette hypothèse, la réduction de la production annuelle d'électricité d'origine nucléaire réalisée en 2023 se situe entre 10 TWh et 65 TWh. Cette réduction sera le résultat de la fermeture de la cen-

[25] L'usine de la Hague permet de retraiter et de séparer 10 à 11 tonnes de plutonium par an pour le compte d'EDF. Afin de limiter la croissance de cette matière radioactive, ce plutonium est réutilisé dans les réacteurs autorisés (24 actuellement) du palier de 900 MW sous forme de combustible MOX, composé de plutonium (8,5%) et d'uranium appauvri (91,5%). Les besoins d'EDF pour les 24 réacteurs actuels représentent environ 120 tonnes de MOX par an, soit 10 tonnes de plutonium.

trale de Fessenheim et de plusieurs paramètres qui seront connus au fur et à mesure des visites décennales conduites par l'Autorité de Sûreté Nucléaire :

- la baisse de la disponibilité des réacteurs nucléaires, en raison des travaux de maintenance et des investissements de sûreté ;
- les fermetures et les prolongations de réacteurs.

Cette fourchette de réduction pourra également être révisée, dans le cadre de la révision de la PPE, en fonction de l'augmentation de la production renouvelable et des efforts d'efficacité énergétique.

Le développement de la flexibilité du système électrique, pour faire face aux variations de consommation électrique aux différents horizons, apparaît également une orientation sans regret, qui permettra de mieux intégrer les énergies renouvelables et d'éviter la construction de nouvelles centrales à combustible fossile. La PPE fixe donc des orientations concernant le stockage, l'autoconsommation et l'effacement.

2 Le gaz

Pour les années à venir, et comme détaillé au paragraphe 2.1, la tendance observée de diminution des consommations devrait se maintenir, en raison pour l'essentiel des gains d'efficacité énergétique dans les bâtiments.

A l'inverse, la mobilité au gaz naturel et le développement du gaz renouvelable représentent des perspectives de croissance à moyen terme.

Objectifs

- ⇨ **Atteindre une part du parc de poids lourds roulant au GNV de 3% en 2023 et de 10 % en 2030.**
- ⇨ **Développer la fourniture de GNL carburant marin dans les ports, et les infrastructures de GNL/GNV pour le carburant routier.**
- ⇨ **Atteindre une capacité de production annuelle de biométhane injecté dans le réseau de plus de 8 TWh et lancer si nécessaire les premiers appels d'offres.**
- ⇨ **Soutenir le développement du bioGNV pour atteindre 0,7 TWh consommé en 2018 et 2 TWh en 2023, dans la perspective que le bioGNV représente 20 % des consommations de GNV en 2023, sur des segments complémentaires de ceux des véhicules électriques et des véhicules hybrides rechargeables.**
- ⇨ **Poursuivre et finaliser les études de conversion du gaz B du fait de l'extinction du gisement de Groningue d'ici fin 2016. Finaliser également un scénario de secours au cas où une conversion accélérée serait rendue nécessaire par un arrêt plus rapide que prévu du gisement de Groningue.**
- ⇨ **Veiller au respect de l'interdiction de la fracturation hydraulique et par voie de conséquence de l'exploration et de l'exploitation du gaz de schiste.**
- ⇨ **Rechercher une transparence par les acteurs gaziers de l'origine du gaz naturel et en particulier de la part du gaz de schiste importé afin de permettre à leurs clients d'évaluer correctement leur empreinte environnementale dans le cadre de leur reporting. La charge de la preuve doit être inversée, en sollicitant de la part des importateurs de GNL une garantie sur son origine.**

Actions concrètes 2016-2017

- ⇨ **La loi de finances pour 2016 a élargi le bénéfice de l'amortissement fiscal supplémentaire exceptionnel à l'achat d'équipements industriels et aux poids lourds fonctionnant au gaz naturel et véhicules (GNV) et au biogaz.**
- ⇨ **Adapter le cadre réglementaire relatif à l'injection du biométhane, pour tenir compte du retour d'expérience depuis 2011.**
- ⇨ **Appliquer l'ordonnance n° 2016-411 du 7 avril 2016 portant diverses mesures d'adaptation dans le secteur gazier permettant de recourir à une procédure d'appel d'offres pour atteindre les objectifs d'injection du biométhane dans le réseau de gaz prévus dans la programmation pluriannuelle de l'énergie.**
- ⇨ **Etudier, au sein du groupe de travail bioGNV du Comité national biogaz, la faisabilité d'un cadre permettant de capter la production de biométhane non raccordable aux réseaux gaziers afin de contribuer à l'objectif de 10% de gaz renouvelable consommé en 2030.**
- ⇨ **Tirer les enseignements de l'expérimentation menée en Rhône-Alpes en matière de mise en place d'infrastructures pour favoriser l'utilisation du gaz comme carburant en vue de sa généralisation.**
- ⇨ **Lancer un ou plusieurs appels à projet pour soutenir le développement des poids lourds au GNV et des infrastructures de carburant GNL.**

Documents de référence :
- ⇨ ***Fiches « La biomasse énergie » et « Les infrastructures gazières », Panorama énergies-climat, édition 2015.***
- ⇨ ***§ 11° du I de l'article 119 et article 164 de la loi de transition énergétique pour la croissance verte.***
- ⇨ ***Projet de loi de finances pour 2016 (après l'article 6).***

2.1 La demande en gaz

Les scénarios retenus dans le cadre de cette programmation pluriannuelle de l'énergie se caractérisent par une évolution de la demande en consommation primaire comprise entre -9% et -17% et entre -16% et -23% en consommation finale par rapport à 2012.

Les usages traditionnels et principaux du gaz naturel concernent la production d'eau chaude ou de vapeur, pour des besoins industriels ou domestiques (chauffage), et la cuisson.

Depuis 2003, il a pu être observé une stagnation voire une diminution de la demande en gaz. En particulier dans le secteur résidentiel, les efforts d'efficacité énergétique réduisant les consommations par client et la stagnation du nombre de clients se sont traduits par une baisse des consommations. En revanche, la consommation industrielle s'est révélée relativement stable, avec une augmentation des conversions fioul vers le gaz naturel, et une consommation en légère progression dans le tertiaire.

Pour les années à venir, si certains opérateurs estiment qu'une augmentation sensible du nombre de clients, due aux constructions neuves, peut être anticipée, la tendance observée de diminution de la consommation devrait se maintenir, en raison pour l'essentiel des gains d'efficacité énergétique dans les bâtiments[26]. Cette tendance baissière a été partagée par tous les participants lors des ateliers PPE.

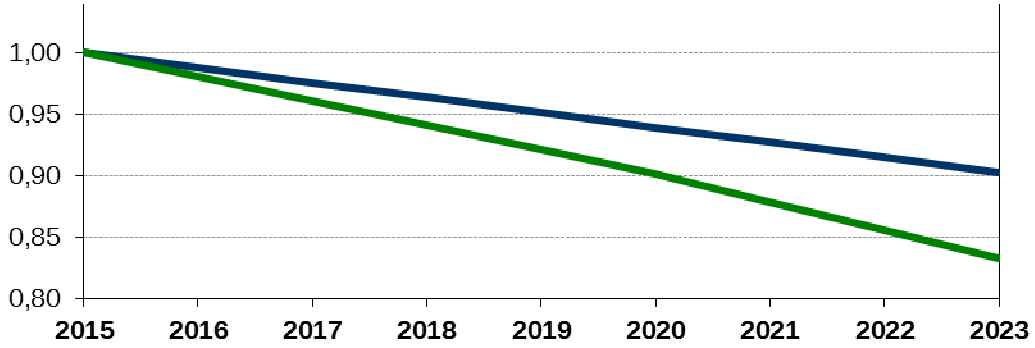


Figure 8. Evolution de la consommation primaire de gaz naturel dans le scénario de référence (vert) et la variante (bleu) (Indice 1 en 2015)

En ce qui concerne la production électrique, la PPE retient comme orientation de limiter la création de nouveaux moyens de production thermiques fossiles afin d'éviter une augmentation des émissions de CO_2 de la production électrique. Dans ce cadre, la construction d'un nombre important de centrales à cycle combiné gaz n'est pas envisagée sur l'horizon de la PPE et seuls sont attendus les projets identifiés de Landivisiau et de Bouchain. Aucune augmentation significative de la consommation de gaz due à la production électrique n'est donc prévue.

Le développement de la mobilité au gaz (GNV) permet, comme substitut à la consommation de produits pétroliers, de réduire les émissions de CO_2 et de particules, avec le déploiement de nouvelles stations ciblées dans un premier temps sur les poids lourds, puis sur les véhicules légers. Si certains acteurs estiment que cet usage pourrait compenser entièrement la baisse de la demande de gaz

[26] Notamment au travers des certificats d'économie d'énergie ainsi que du crédit d'impôt pour la transition énergétique.

pour les usages traditionnels, ce point de vue n'est pas partagé. Selon les hypothèses retenues par les différents professionnels, la demande de gaz pourrait baisser de 15 % ou augmenter de 10 % à l'horizon 2023.

En matière d'utilisation du gaz pour les transports terrestres, le vecteur de développement le plus prometteur semble être le segment des poids-lourds de transport de marchandises, celui-ci pouvant être subdivisé en deux entre transport sur de longues distances (>500 km) et transport sur des distances courtes ou moyennes (<500 km). Ce type de véhicule parcourant un grand nombre de kilomètres doit faire l'objet d'un renouvellement régulier (tous les 7 à 10 ans), et les transporteurs se montrent intéressés par des motorisations plus respectueuses de l'environnement pour peu que ces solutions soient économiquement compétitives et que le réseau de ravitaillement soit satisfaisant. Les centres logistiques de distribution sont nombreux en France et pourraient accueillir en priorité des stations GNV[27]. Compte tenu du maillage important du réseau français, les opérateurs ont démontré qu'ils seraient en mesure d'alimenter des stations GNV sur le territoire français sans renforcement des réseaux. Il est de plus probable que le développement combiné des poids-lourds fonctionnant au gaz naturel et de leurs stations de ravitaillement tirera le segment des véhicules utilitaires légers et des véhicules de particuliers si l'accès aux stations leur est permis.

Un autre vecteur de développement du GNV dans les transports terrestres provient des objectifs quantitatifs d'incorporation de véhicules propres fixés par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte dans les flottes publiques, aussi bien pour les automobiles que pour les bus et cars. Dans ce cadre, les professionnels du secteur ont proposé un objectif ambitieux en termes de développement du GNV dans le parc de véhicules lourds de transport de marchandises : disposer d'un parc de poids-lourds au GNV représentant 1,8 % du parc total en 2020 et 16 % en 2030, pour un taux de renouvellement sur ce segment de 10 % en 2020 et 40 % en 2030. L'énergie consommée en gaz naturel carburant serait, dans ces hypothèses, de 2 TWh en 2020, 10 TWh en 2023 et 40 TWh en 2030, contre 0,8 TWh aujourd'hui.

L'objectif retenu dans le présent projet tient compte des incertitudes aux horizons 2030 et propose de retenir un objectif à 2030 de 10% du parc de véhicules lourds roulant au GNV. Le nombre de stations nécessaires pour faciliter le déploiement d'une telle flotte est en cours de définition puisque dans le cadre de la Directive 2014/94/UE du Parlement européen et du Conseil du 22 octobre 2014 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs, la France transmettra à la Commission européenne son cadre d'action national au plus tard le 18 novembre prochain. Dans cette perspective, les acteurs ont exprimé le souhait d'une plus grande visibilité et stabilité concernant la fiscalité du GNV.

Enfin, un troisième usage, non quantifié dans les figures ci-dessus compte tenu des fortes incertitudes sur son développement, est également envisagé pour le GNL : son emploi comme carburant pour les navires en complément de son développement comme carburant pour les transports routiers de marchandises. En effet, l'annexe VI de la convention internationale MARPOL organise une réduction progressive de la teneur en soufre des combustibles maritimes. Le GNL, au contraire du fioul lourd utilisé aujourd'hui dans ce secteur, permettrait de respecter le faible taux d'émissions d'ores et déjà imposé dans les zones de contrôle des émissions de soufre (telles que la Manche, la mer du Nord et la mer Baltique), prochainement généralisé, ainsi que le risque de pollution des eaux. Cependant, l'emploi de ce carburant nécessite d'avoir des moteurs adaptés, ce qui n'est pas le cas de la flotte commerciale actuelle. Le développement du GNL en tant que carburant maritime nécessitera donc le renouvellement de la flotte et du développement des infrastructures d'avitaillement en GNL dans les ports[28], aujourd'hui insuffisamment développées (cf. volet relatif à la stratégie de développement de la mobilité propre).

[27] Des initiatives locales de l'ADEME en région Rhône-Alpes ont prouvé le caractère viable de l'implantation de stations de ravitaillement en gaz naturel carburant pour poids-lourds.

[28] Des navires souteurs qui se rechargent dans les terminaux méthaniers afin de distribuer directement le GNL aux navires, solution étudiée par Elengy dans le cadre de son terminal de Montoir-de-Bretagne, ou des stations satellites portuaires permettant de charger le GNL à quai ou par barge de soutage.

2.2 L'offre en gaz naturel

La diversification des sources d'approvisionnement et des routes ainsi que le développement continu des infrastructures[29] permet de palier une demande très incertaine, et une production nationale actuellement de très faible niveau. Néanmoins la demande évoluant constamment, il sera nécessaire de poursuivre cette diversification, et notamment de bien gérer la baisse programmée de la production du gisement de gaz B de Groningue (Pays-Bas) qui alimente le Nord de la France, ainsi que de favoriser une offre nationale de gaz renouvelable.

2.2.1 La situation actuelle de l'approvisionnement en gaz naturel

La France dispose de peu de ressources propres conventionnelles de gaz naturel sur son territoire. L'exploitation commerciale du gisement de Lacq, le principal gisement de gaz naturel français, a été arrêtée en 2013. En outre, dans le contexte de la transition énergétique, de la baisse des consommations fossiles et du développement des énergies renouvelables, l'exploration et la production de gaz sur le territoire métropolitain continental ne constituent pas une priorité de la PPE.

Afin d'assurer un haut niveau de sécurité d'approvisionnement, la France s'est dotée d'une infrastructure comprenant sept points d'interconnexion et de quatre terminaux méthaniers, ce qui permet un accès à des sources d'importation en gaz naturel diversifiées, comme illustré ci-après. Les importations de gaz naturel représentent au total 549,5 TWh PCS (soit 42,31 Mtep) en 2013.

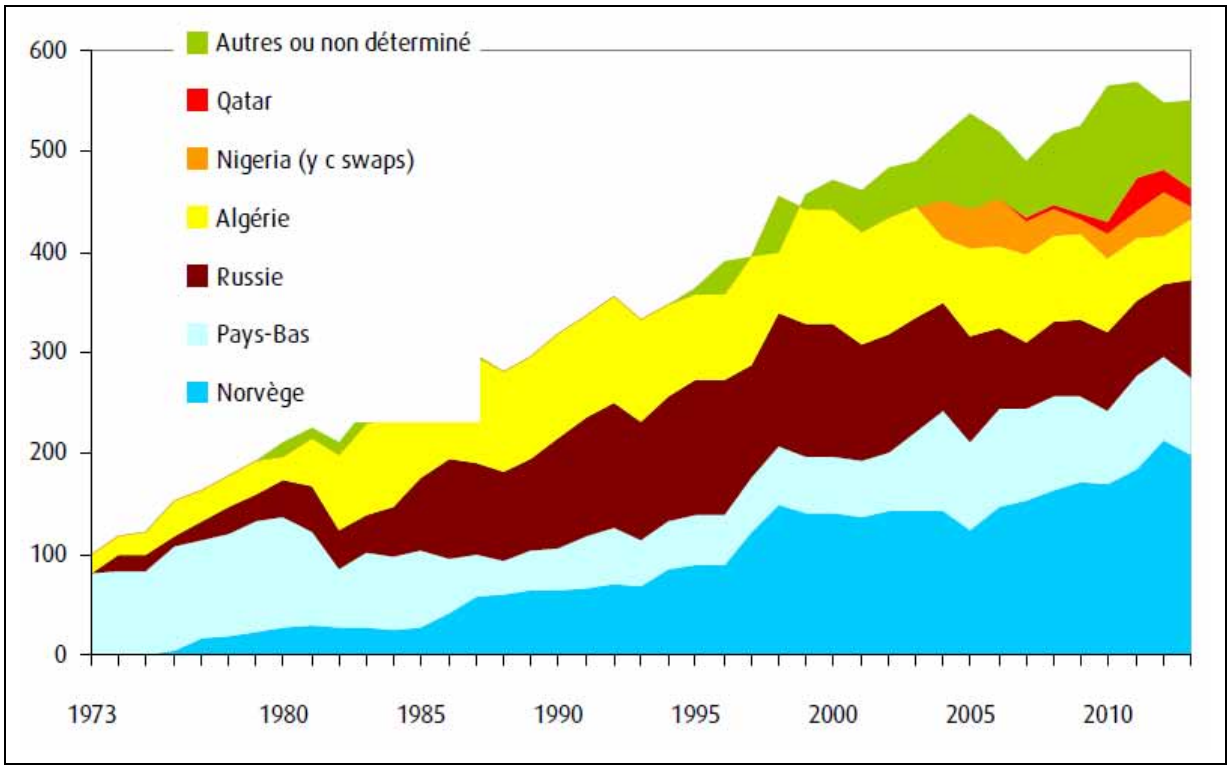


Figure 9. Origine des importations françaises de gaz depuis 1973 en TWh PCS (pouvoir calorifique supérieur) (source : SOeS)

La France dispose ainsi de quatre fournisseurs principaux : la Norvège (36,2 % en 2013), la Russie (17,9 %), les Pays-Bas (13,9 %) et l'Algérie (10,8 %). Il existe également d'autres fournisseurs, aux exportations à destination de la France moins importantes (l'Egypte, le Nigéria, le Qatar, etc.) ; ainsi qu'un marché international du GNL.

Cette diversité des sources est rendue possible par des capacités d'importation significatives. En 2015, après la mise en service du terminal méthanier de Dunkerque, les capacités journalières d'importation sur le territoire français s'élèveront à 3 610 GWh (~ 150 GW), dont 63 % pour des

[29] Mise en service fin 2015 du terminal méthanier de Dunkerque.

points d'interconnexions avec des pays transfrontaliers (Belgique, Allemagne, Luxembourg, Suisse, Italie et Espagne), et 37 % pour les terminaux méthaniers important du gaz naturel liquéfié (GNL). A titre de comparaison, la consommation journalière moyenne est de l'ordre de 1 400 GWh et de plus de 4 000 GWh/j lors d'une pointe de froid au risque 2%.

Les opérateurs gaziers s'approvisionnent en gaz naturel, soit par le biais du marché intermédié (la bourse du gaz organisée par Powernext ou les courtiers), soit pour l'essentiel (environ 86%) de gré à gré via les contrats moyen et long terme avec un producteur. Ces contrats, qui durent généralement entre 15 et 25 ans, permettent tant aux acheteurs de sécuriser leurs approvisionnements qu'aux producteurs de sécuriser des débouchés, par les clauses de « take or pay », sur une longue période (nécessaire pour amortir les investissements dans les activités d'exploration, avec le développement des champs gaziers, de production et de transport, avec la construction de gazoducs). A l'horizon 2020, de nombreux contrats long terme arriveront à échéance. La structure de l'approvisionnement de la France est donc susceptible d'évoluer à cette échéance en fonction de la faculté et de l'intérêt qu'auront les fournisseurs actifs sur le marché français à renouveler leurs contrats de long terme actuels et à en conclure de nouveaux.

2.2.2 L'évolution de l'approvisionnement en gaz naturel

Les importations françaises de gaz naturel seront marquées dans le futur par une baisse de la production européenne de gaz qui devrait être compensée par une hausse des importations par gazoduc en provenance de pays non européens, et sous forme liquéfiée (GNL).

En effet, la Norvège, le 1er fournisseur de la France, devrait connaitre un plateau de production entre 2020 et 2030. Les importations en provenance des Pays-Bas, second fournisseur de la France, se caractérisent par une baisse progressive, qui devrait s'accélérer dès 2023 (voire avant) en raison des difficultés d'exploitation du gisement de gaz de Groningue.

Cette baisse de la part des producteurs européens pourrait être compensée par une augmentation des importations de gaz russe ou de GNL, en fonction notamment de la compétitivité relative de ces deux types d'approvisionnement. S'agissant du GNL, d'importantes capacités de production seront en effet mises en service en Australie et aux Etats-Unis d'ici à 2020 et pourront modifier significativement le marché mondial du GNL, aujourd'hui dominé par le Qatar.

La fin de l'approvisionnement en gaz B et la conversion du réseau :

La France dispose en réalité de deux réseaux de gaz naturel caractérisés par la qualité du gaz qui y est distribué : le gaz B et le gaz H. Le gaz B, qui est du gaz naturel à bas pouvoir calorifique, issu notamment du gisement de Groningue (Pays-Bas), alimente une partie du réseau national situé dans les départements du Nord et de la Somme. Il représente 10 % (35 TWh) de la consommation française et 1,3 million de clients en distribution.

La diminution de la production du gisement de Groningue est programmée à partir de 2020 et son arrêt dans les années suivantes coïncide avec la fin des contrats d'approvisionnement, à l'horizon 2030. Afin d'assurer la continuité d'approvisionnement des consommateurs, la conversion de ce réseau en gaz à haut pouvoir calorifique (dit gaz H), qui alimente le reste du territoire français, est indispensable. De nouvelles limitations de l'exploitation du gisement de Groningue pourraient toutefois être décidées en raison de la sismicité observée, ce qui pourrait nécessiter une conversion anticipée.

Il s'agit d'un projet d'ampleur (8 à 9 ans), qui sera réalisé par bulles successives de conversion, et qui nécessitera un passage chez chaque client pour régler, modifier voire remplacer leurs appareils (chaudières, gazinières, etc.) et garantir leur sécurité. Un comité de pilotage de l'opération de conversion a été formé pour remplir cet objectif, associant les pouvoirs publics, les opérateurs d'infrastructures, les fournisseurs, les équipementiers, ainsi que les collectivités concernées et les associations de consommateurs.

2.3 L'offre en gaz renouvelables : le biogaz

Documents de référence :
- ⇨ ***Fiches « La biomasse énergie » et « Les infrastructures gazières », Panorama énergies-climat, édition 2015.***
- ⇨ ***Décret n° 2011-1597 du 21 novembre 2011 relatif aux conditions de contractualisation entre producteurs de biométhane et fournisseurs de gaz naturel.***
- ⇨ ***Arrêté du 23 novembre 2011 fixant la nature des intrants dans la production de biométhane pour l'injection dans les réseaux de gaz naturel.***
- ⇨ ***Arrêté du 23 novembre 2011 fixant les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.***

2.3.1 Le biogaz

Le biogaz, qui est un gaz composé principalement de dioxyde de carbone (CO_2) et de méthane (CH_4), est produit à partir d'un processus naturel de fermentation, qui se déroule lors de la dégradation de matières organiques animales et/ou végétales, en milieu anaérobie (en l'absence d'oxygène). Lorsque ce processus de dégradation s'effectue dans le cadre d'une production contrôlée, au cours de laquelle le biogaz est piégé puis récupéré par captage, on parle de « méthanisation ».

Le biogaz peut être employé de trois manières :

- **Pour produire directement de l'énergie** : lorsqu'il est brûlé, il permet la production de chaleur, d'électricité ou les deux combinées (ce qui donne de la cogénération).
- **Pour être injecté** : lorsqu'il est épuré pour être uniquement composé de méthane (et atteindre alors une qualité similaire à celle du gaz naturel), le biogaz devient du biométhane, qui peut être injecté dans les réseaux de gaz naturel.
- **Pour produire du biocarburant** : lorsqu'il est également sous forme de biométhane, injecté ou non, il peut être destiné à un usage biocarburant, permettant la circulation de véhicules roulant au « bioGNV ».

Dans un souci d'efficacité environnementale, et comme l'évaluation environnementale stratégique le souligne, les objectifs de la PPE en matière d'utilisation du biogaz ont été établis en privilégiant les solutions présentant les meilleurs rendements et les effets de substitution aux énergies fossiles les plus importants, en favorisant donc la production de biocarburants et l'injection du biogaz dans le réseau par rapport à la production de chaleur puis d'électricité.

a) L'injection du biométhane dans les réseaux

Le biométhane issu de déchets d'origine agricoles, de déchets ménagers, de déchets de l'industrie agroalimentaire ou de boues de stations d'épuration, s'il est en adéquation avec les consommations de gaz naturel sur le réseau et qu'il a été odorisé et contrôlé par le gestionnaire de réseau, peut être injecté dans le réseau de gaz naturel. Le biométhane et le gaz naturel sont alors totalement miscibles, ce qui permet d'employer le biométhane pour les mêmes usages que le gaz naturel. Cette filière présente l'intérêt d'avoir un très haut rendement (environ 90 % de l'énergie est valorisée).

Il existe depuis 2011 un dispositif de soutien pour le biométhane injecté dans les réseaux de gaz. Ainsi, l'injection du biométhane dans les réseaux est encouragée à l'aide de deux dispositifs :

- **Un tarif d'achat réglementé et garanti :** dans ce cadre, le producteur bénéficie d'une garantie de vente de son biométhane, pour une durée de 15 ans, à un tarif fixé par arrêté. Le tarif d'achat, financé par une part des taxes intérieures de consommation sur l'énergie, varie entre 50 et 140 $€_{2014}$/MWh (à titre de comparaison, le prix de marché moyen du gaz naturel était de 21 €/MWh en 2014). Ce biométhane peut être acheté par tout fournisseur de gaz naturel ou, le cas échéant, par un acheteur de dernier recours[30].
- **Un système de garanties d'origine :** ces dernières permettent aux fournisseurs de gaz de tracer le biométhane une fois qu'il est injecté dans les réseaux. Elles peuvent être valorisées

[30] Quatre acheteurs de dernier recours ont été désignés : GEG Source d'Énergie, Enerest, Gaz de Bordeaux et GDF-Suez.

par l'acheteur de biométhane au travers d'offres de fourniture de gaz « vert », attestant ainsi que le gaz vendu est renouvelable.[31]

Ces dispositifs de soutien induisent un fort dynamisme pour cette filière. En 2012, il n'existait qu'une seule installation, qui produisait 6 GWh/an. Une dizaine d'unités supplémentaires de méthanisation ont débuté l'injection au cours de l'année 2015 et la capacité d'injection annuelle représente 170 GWh fin 2015.

A présent, environ 600 nouveaux projets d'injection de biométhane sont à l'étude par les gestionnaires de réseau, dont près de deux tiers par des gestionnaires de réseau de distribution. Bien que leur concrétisation dépende de différents facteurs (financements possibles, rentabilité, facteurs techniques), ces données traduisent une vision optimiste à moyen terme pour la filière de l'injection de biométhane.

Les ateliers organisés lors de la préparation de la PPE ont conduit à proposer des fourchettes en matière d'évolution des quantités de biométhane injecté :

- pour 2018 : entre 1,7 TWh et 2,6 TWh de biométhane injecté ;
- pour 2023 : entre 6,1 TWh et 8,3 TWh.

L'objectif finalement retenu dans cette programmation pluriannuelle de l'énergie est celui correspondant à l'option haute pour 2023, soit 8 TWh.

b) Les autres usages du biogaz

La production d'électricité et de chaleur à partir du biogaz est abordée dans les chapitres 1.1 et 4.

La valorisation sous forme de biométhane carburant est traitée dans le cadre de la stratégie de développement de la mobilité propre.

Si des dispositifs adéquats sont mis en place, une production de biométhane de 6 TWh par an (hypothèse basse) pourra être partiellement orientée vers l'usage carburant à hauteur de 20 % de la consommation de GNV en 2023 (qui pourrait être de 10 TWh/an, voir paragraphe 2.1), soit environ 2 TWh de bioGNV.

A l'horizon 2030, 8 TWh pourraient être valorisés hors réseau, s'ajoutant à 12 TWh sous forme injectée.

Les objectifs de production de biogaz sont les suivants :

- 2018 : 9,2 TWh (700 ktep) pour la cogénération ; 1,7 TWh (130 ktep) pour le biométhane injecté ;
- 2023 : 13,5 TWh (1040 ktep) pour la cogénération ; 8 TWh (610 ktep) pour le biométhane injecté.

Ces objectifs visent ainsi un taux de gaz renouvelable dans les réseaux d'environ 5,3 % à l'horizon 2023.

2.3.2 Les gaz renouvelables à l'étude

D'autres méthodes de production du biométhane pourraient être développées prochainement grâce à de nouvelles technologies, dans un premier temps sous la forme de démonstrateurs qu'il est important de soutenir.

A moyen terme (2020), ce gaz pourrait être obtenu à partir de biomasse sèche et ligneuse, telle que le bois ou la paille, par un procédé de gazéification, suivi d'un procédé de méthanation[32] pour amener aux propriétés du gaz naturel. Il s'agirait alors de méthane de synthèse. A long terme (2030), il pourrait également être obtenu à partir de micro-algues par dégradation biologique et méthanisation.

Le procédé du « power to gas » est également à l'étude. Il permettrait de produire de l'hydrogène par électrolyse à partir d'électricité renouvelable excédentaire, valorisable directement ou subissant une méthanation pour pouvoir ensuite être injecté dans les réseaux. En 2030, d'après les gestionnaires de réseau de gaz, le potentiel d'électricité à stocker, entre 2,5 et 3 TWh, pourrait nécessiter une centaine d'installations « power to gas ».

[31] Un registre des garanties d'origine de biométhane, mis en place dans le cadre d'une délégation de service public, est aujourd'hui géré par GrDF.
[32] Conversion catalytique de l'hydrogène H2 et du monoxyde de carbone CO en méthane.

3 Les carburants pétroliers et les biocarburants

Orientations

- ⇨ **Préserver les capacités de raffinage notamment par un rééquilibrage des consommations de carburants (du gazole vers l'essence).**
- ⇨ **Donner la priorité au développement des biocarburants avancés tout en préservant les investissements réalisés.**
- ⇨ **Viser un objectif d'incorporation pour les biocarburants avancés de 1,6 % en 2018 et 3,4 % en 2023 pour l'essence, et de 1 % en 2018 et 2,3 % en 2023 pour le gazole. Les conditions nécessaires à l'atteinte de ces objectifs sont :**
  - **que la Commission européenne autorise des carburants à plus forte teneur en biocarburants, ce que la France soutiendra ;**
  - **que des matières premières qui ne figurent pas actuellement à l'annexe IX de la directive énergies renouvelables 2009/28, modifiée par la directive 2015/213 puissent également être considérées comme des résidus de transformation ;**
- ⇨ **Dans le contexte de la transition énergétique et de la réduction de la consommation primaire d'énergies fossiles, l'exploration et l'exploitation d'hydrocarbures sur le territoire métropolitain continental ne constituent pas une priorité de la PPE.**

Actions concrètes 2016-2017

- ⇨ **Rapprocher les tarifs entre le gazole et l'essence au travers des évolutions de la TICPE décidées en loi de finances.**
- ⇨ **Maintenir la différenciation réalisée dans le PLFR 2015 au sein des essences entre celles qui contiennent moins de 5 % de bioéthanol (SP95 et SP98) et celles qui contiennent entre 5 et 10% de bioéthanol (SP95-E10).**
- ⇨ **Autoriser le carburant ED95 qui contient 95% d'éthanol et destiné à des véhicules lourds de flottes captives.**
- ⇨ **Publier un arrêté fixant les listes des biocarburants conventionnels et avancés ainsi que les modalités du double comptage avant la fin de l'année 2016.**

Document de référence :

- ⇨ ***Panorama Energies – Climat, édition 2015, DGEC.***
- ⇨ ***Directive 98/70/CE concernant la qualité de l'essence et des carburants diesel.***
- ⇨ ***Directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables.***
- ⇨ ***Directive 2015/1513 modifiant les deux précédentes directives.***

3.1 La demande en produits pétroliers

Après les chocs pétroliers des années 1970, la consommation de produits pétroliers a fortement diminué. L'électricité et le gaz ont supplanté le fioul domestique pour le chauffage, tandis que le fioul, lourd, de moins en moins utilisé comme combustible dans l'industrie, est devenu marginal dans la production d'électricité. En revanche, dans les transports, les produits pétroliers restent quasi incontournables. Leur consommation n'a cessé de croître jusqu'au début des années 2000, portée par la mondialisation, l'intensification des échanges et l'accroissement de la mobilité des personnes.

Depuis le début des années 2000, la consommation totale de produits pétroliers est orientée à la baisse. La consommation de carburants routiers a cessé sa croissance, et depuis 2008 se replie même légèrement. Conséquence d'une diésélisation du parc de véhicules, la part du gazole dans les ventes de carburants a presque triplé en quarante ans pour atteindre près de 83% en 2013.

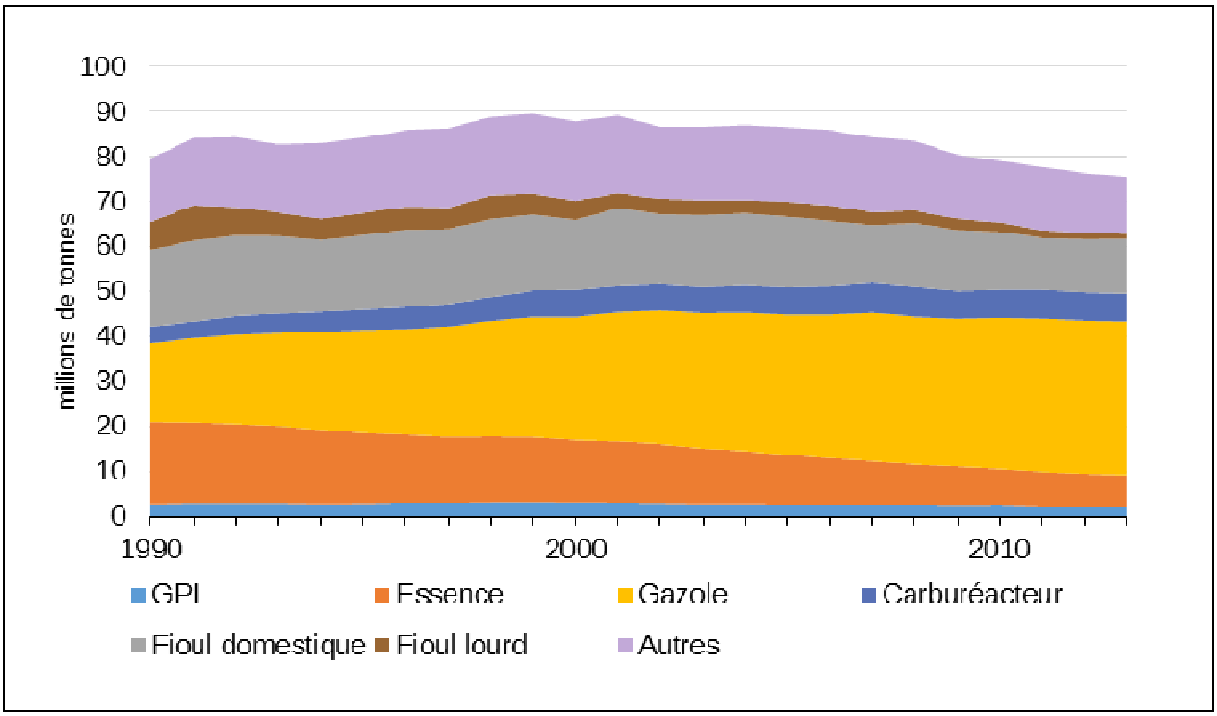


Figure 10. Consommation totale de produits pétroliers par type de produit (Source : CPDP)

Pour les années à venir, la tendance observée de diminution des consommations de produits pétroliers devrait se maintenir, sous l'effet notamment d'une réduction de leur utilisation à des fins de chauffage et de l'amélioration de l'efficacité du parc automobile. Selon les hypothèses retenues, la baisse de la consommation primaire de pétrole oscillerait entre 9% et 23% par rapport à 2012.

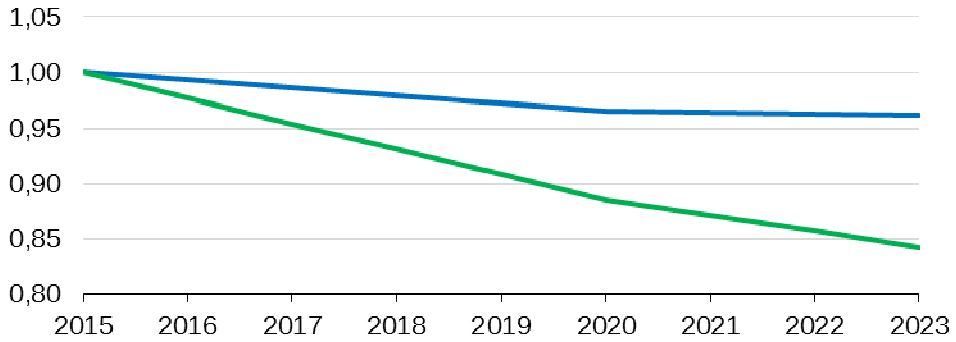


Figure 11. Evolution de la consommation primaire de pétrole dans le scénario de référence (vert) et la variante (bleu) (Indice 1 en 2015)

3.2 La production de pétrole brut sur le territoire national

La production française de pétrole brut est en déclin depuis le début des années 1990 et s'est élevée en 2014 à environ 770 000 tonnes. La production nationale représente ainsi moins de 2% de l'approvisionnement des raffineries françaises en pétrole brut.

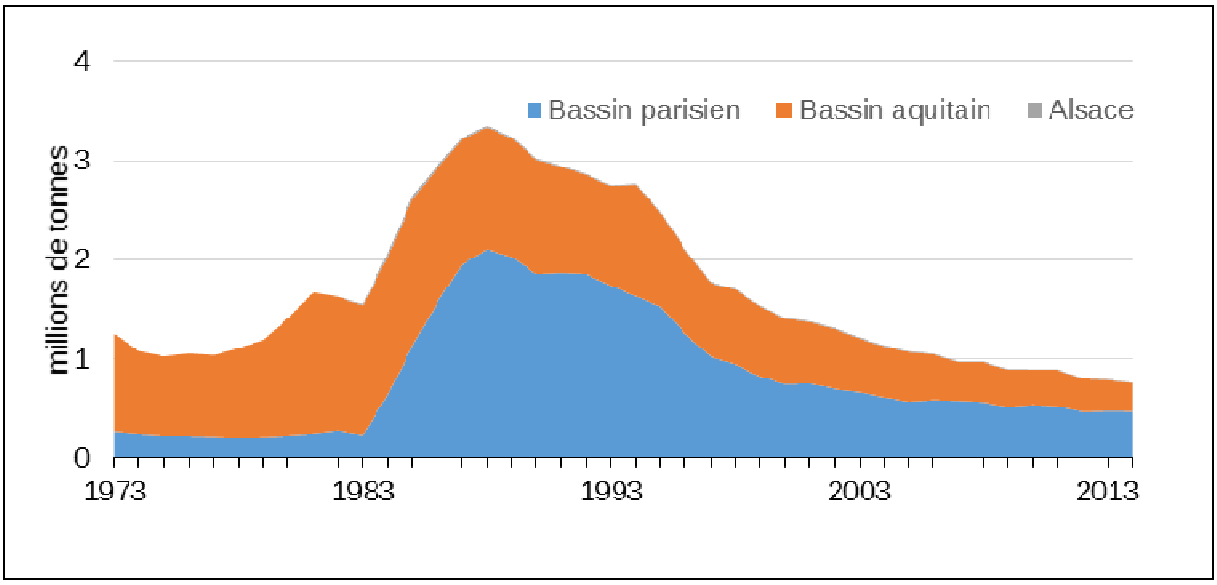


Figure 12. Evolution de la production de pétrole brut sur le territoire national (Source : DGEC)

En 2014, 64 concessions étaient comptabilisées sur territoire métropolitain. Les deux tiers de la production sont assurés par dix gisements dont la production unitaire annuelle est supérieure à 20 000 tonnes. Parmi ceux-ci, quatre gisements concentrent près de 40% de la production nationale : Parentis et Cazaux en Aquitaine, Champotran et Itteville dans le bassin parisien.

Dans le contexte de la transition énergétique, de la baisse des consommations fossiles et du développement des énergies renouvelables, **l'exploration et la production d'hydrocarbures n'est pas une priorité de la PPE.**

3.3 Les importations : description de l'approvisionnement français

En l'absence de production nationale significative, la France importe la quasi-totalité du pétrole brut destiné à l'alimentation de ses raffineries. Après un pic atteint en 1998, le volume des importations de pétrole brut est orienté à la baisse, suivant la tendance de réduction des capacités de raffinage.

La France dispose d'un approvisionnement diversifié en pétrole brut, l'Arabie Saoudite étant le seul pays disposant en 2014 d'une part de marché supérieur à 20%. Les pays membres de l'OPEP, tout particulièrement l'Arabie Saoudite, le Nigeria, l'Algérie et l'Angola, représentent un peu plus de la moitié des approvisionnements, les pays de l'ancien bloc soviétique, tout particulièrement le Kazakhstan, la Russie et l'Azerbaïdjan, constituant une part complémentaire de 30%. Cette diversification des approvisionnements est essentielle pour limiter la vulnérabilité en cas de crise. La flexibilité des marchés mondiaux du pétrole brut permet d'autre part d'adapter les approvisionnements en fonction du contexte, comme en témoigne les variations importantes de certains approvisionnements. Grace à cette diversification et à cette flexibilité, la France a notamment pu surmonter la perte des approvisionnements irakiens en 1990 ou la forte réduction des approvisionnements libyens en 2011.

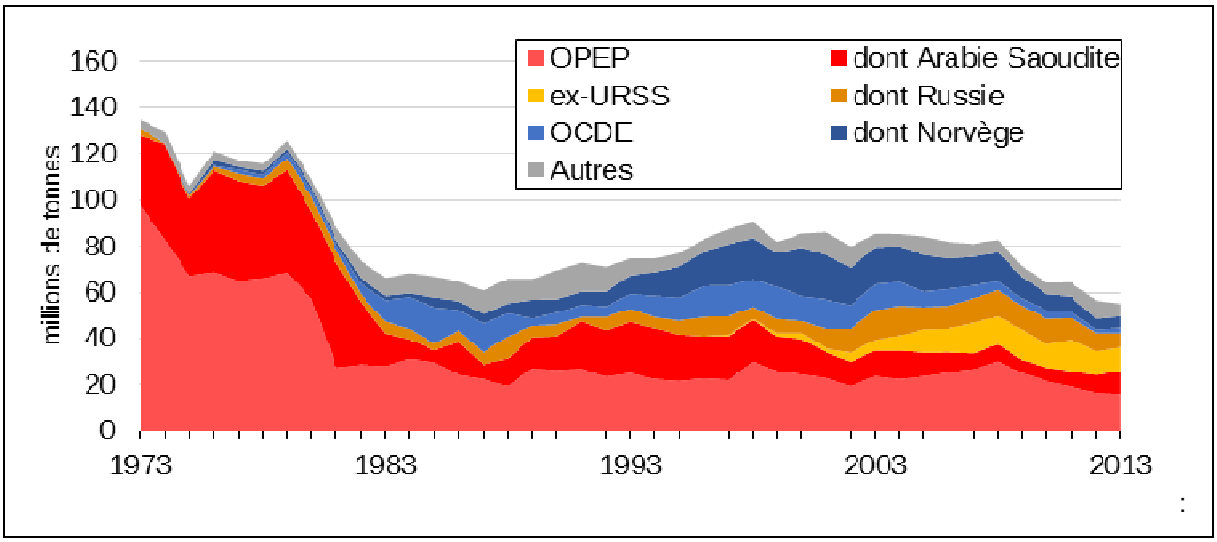


Figure 13. Importations de pétrole brut par origine

Compte tenu des caractéristiques de la consommation et des capacités de raffinages, les importations de produits pétroliers concernent avant tout le gazole/fioul domestique et le carburéacteur. Les importations nettes de gazole/fioul domestique représentaient ainsi en 2014 45% des volumes consommés et 48% pour le carburéacteur. Près de la moitié des importations de produits pétroliers provient de l'Union européenne. La part restante est relativement diversifiée, les pays de l'ancien bloc soviétique et l'Amérique du nord correspondant ensemble à un autre tiers.

Le marché des produits pétroliers est également relativement flexible. L'éventail des approvisionnements en produits pétroliers est ainsi évolutif et s'adapte en fonction du contexte géopolitique et économique. Une reconfiguration des sources de produits finis s'est ainsi opérée ces dernières années au profit de l'Amérique du nord et de l'Union européenne au détriment des pays de la Communauté des États indépendants.

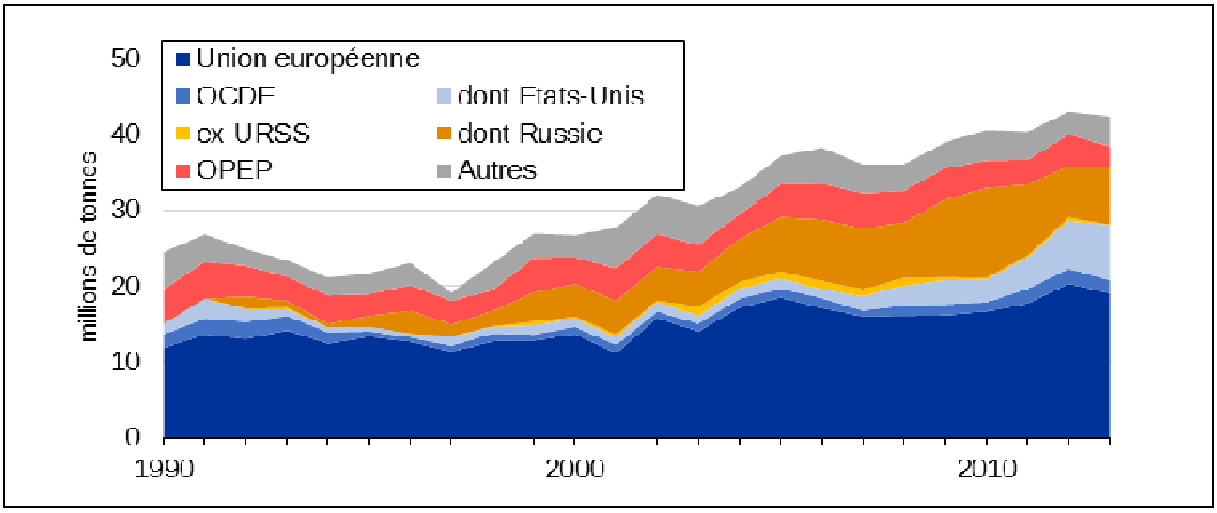


Figure 14. Importations de produits finis par origine

3.4 Le raffinage

Dans un contexte de capacités excédentaires au niveau mondial, le raffinage européen est actuellement en crise. Les conséquences sont particulièrement marquées en France, avec la fermeture de quatre raffineries entre 2009 et 2015 représentant près de 25% des capacités nationales.

Les infrastructures de raffinage françaises sont en effet caractérisées par leur inadéquation aux besoins du marché français très consommateur en distillats moyens (gazole et carburéacteur) au dé-

triment des essences. Le ratio essence / gazole est ainsi de 1 / 2,5 en sortie de raffinerie alors que le gazole représente actuellement 83% des ventes de carburants (ratio de 1 / 5).

La France est donc contrainte d'importer du gazole et du carburéacteur et de chercher des débouchés pour les essences et les fiouls lourds produits en excédent. Ce déséquilibre s'est poursuivi ces dernières années avec une augmentation régulière de la consommation de gazole et une baisse de la consommation d'essence. L'impact de ce déséquilibre sur le raffinage français a récemment été aggravé par la diminution des débouchés permettant d'écouler la production excédentaire d'essence. Ce dernier facteur s'explique principalement par la saturation du marché américain au regard du fort fonctionnement des raffineries locales, celles-ci étant favorisées par des cours du pétrole brut moins élevés et par des prix de l'énergie faibles.

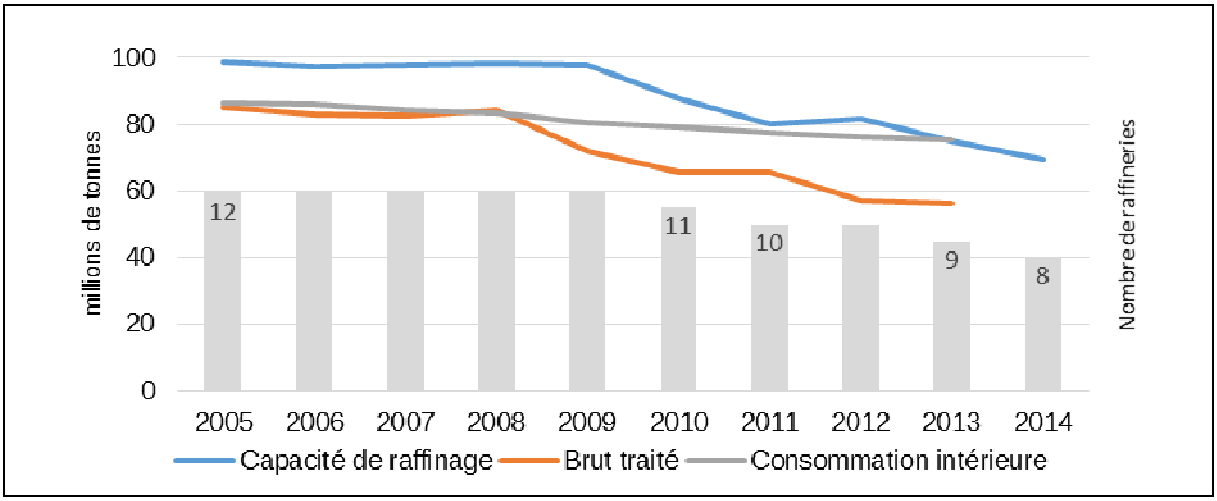


Figure 15. Evolution de l'outil de raffinage en France (Source : CPDP)

La baisse recherchée de la consommation d'énergie fossile, notamment de produits pétroliers, est susceptible d'engendrer de nouveaux impacts sur l'outil de raffinage français. Les études réalisées par IFPEN mettent toutefois en évidence que l'impact de l'inadéquation actuelle entre le ratio essence / gazole en sortie de raffinerie et le ratio de consommation est supérieur aux conséquences de la diminution envisagée de la consommation de produits pétroliers. Un rééquilibrage des consommations d'essence et de gazole pourrait ainsi permettre de contribuer à sauvegarder l'outil de raffinage existant, malgré la baisse de la consommation, tout en réduisant la dépendance aux importations de produits raffinés.

3.5 Les biocarburants

Dans le cadre du paquet Energie-Climat, l'Union européenne a adopté les directives 2009/28/CE (relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables) et 2009/30CE (concernant la qualité de l'essence et des carburants diesel). Ces deux directives fixent des objectifs d'utilisation d'énergies renouvelables (pour la France, 23 % de son mix énergétique et 10 % dans le secteur des transports) et de réduction de 6 % des émissions de gaz à effet de serre dans les transports, à l'horizon 2020.

Elles précisent que seuls les biocarburants et les bioliquides qui respectent les critères de durabilité prévus pourront être pris en compte pour l'atteinte des objectifs susmentionnés ou pour déterminer l'admissibilité à une aide financière pour leur consommation.

Ces critères de durabilité s'appliquent aux biocarburants consommés dans l'Union européenne indépendamment du fait que les matières premières utilisées ont été cultivées sur ou en dehors du territoire de l'Union européenne et à toutes les filières. Ce régime de durabilité constitue, au niveau mondial, le programme de viabilité le plus complet afin d'éviter les effets secondaires négatifs de la production de biocarburants. L'ensemble de ces mesures a été transposé en France.

En ce qui concerne les changements d'affectation des sols indirects (CASI) liés au développement des biocarburants de première génération (produits à partir de matières premières alimentaires), la Commission européenne a proposé de fixer un plafond pour les biocarburants qui ont un effet CASI tout en préservant les investissement réalisés. La directive 2015/1513 du 9 septembre 2015 fixe un

niveau maximal de 7 % de la consommation finale d'énergie dans les transports en 2020 pour les biocarburants de première génération qui ont un effet CASI. Elle prévoit également une incitation à la transition vers les biocarburants produits à partir de matières premières n'entrant pas en concurrence avec l'alimentation, en demandant aux États membres de fixer des objectifs nationaux sur la base d'une valeur de référence minimale de 0,5%.

Au-delà des distinctions entre les différents procédés technologiques, les récents débats autour du changement d'affectation des sols ont mis en lumière une nouvelle distinction entre les biocarburants produits à partir de cultures alimentaires ou consommatrices de terres arables (cultures dédiées) et les biocarburants produits à partir de déchets et de résidus.

Un dispositif de « double compte » favorise le développement des biocarburants avancés (issus de déchets, de résidus ou de matières lignocellulosiques). Pour les biocarburants du futur (éthanol ou bioessence de synthèse et biodiesel de synthèse) issus de lignocellulose, un dispositif adapté devra être mis en place (comptage multiple, sous objectif dédié....) de manière à permettre à ces produits d'accéder à un marché déjà structuré, en dépit de leur surcoût.

Sur la base notamment des travaux, hypothèses et évaluations retenus par le groupe de travail « biocarburants » dans le cadre du plan industriel de la Nouvelle France Industrielle « Chimie verte et biocarburants »[33], les objectifs pour les biocarburants avancés pourraient être les suivants :

- pour la filière essence, les objectifs sont respectivement de 1,6 % et de 3,4 % en 2018 et 2023 ;
- et pour la filière gazole, les objectifs sont de 1 % et 2,3 %.

Néanmoins, au-delà de leur nécessaire compatibilité avec les caractéristiques des véhicules, leur atteinte supposerait :

- que la Commission européenne autorise des carburants à plus forte teneur en biocarburants, ce que la France soutiendra ;
- que des matières premières qui ne figurent pas actuellement à l'annexe IX de la directive énergies renouvelables 2009/28, modifiée par la directive 2015/213 puissent également être considérées comme des résidus de transformation.

Si l'ensemble de ces conditions ne pouvaient être réunies, il serait nécessaire de réajuster ces objectifs.

Les objectifs relatifs aux biocarburants avancés ont été déterminés en tenant compte des hypothèses indiquées ci-dessus et des dates d'arrivée optimales sur le marché des biocarburants avancés. Ainsi, le développement des technologies des filières ligno-cellulosiques (voies biologique et thermochimique) devrait permettre une arrivée plus précoce de la filière bio-éthanol par rapport à la filière biodiesel. Enfin, les travaux ont également tenu compte, et cela influe sur les objectifs de biocarburants avancés, des reconversions des unités existantes en bioéthanol.

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte fixe un objectif de 15 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale de carburant à l'horizon 2030. L'atteinte de cet objectif nécessitera d'accroitre le taux d'incorporation de biocarburants mais surtout nécessitera le développement de carburants alternatifs, notamment le biogaz ou l'électricité par la pénétration des véhicules électriques et hybrides rechargeables comportant une part d'énergies renouvelables.

[33] Ces derniers tiennent compte d'une hypothèse de rééquilibrage gazole/essence visant à ramener le ratio à la moyenne européenne actuelle, soit 3, permettant d'améliorer la compétitivité du raffinage national et de réduire la vulnérabilité vis-à-vis des importations de gazole et des exportations d'essence.

4 La chaleur

4.1 Orientations transversales et équilibre des filières

Orientations

⇨ **Augmenter de 50% le rythme de développement de la production de chaleur renouvelable** en s'appuyant **notamment** sur le déploiement des chaufferies biomasse, le recours aux pompes à chaleur et à la méthanisation. Cela nécessitera un renforcement des actions de mobilisation de la biomasse.

Actions concrètes 2016-2017

⇨ **Accroissement de la trajectoire du Fonds chaleur dès 2016 pour atteindre les objectifs 2018 et 2023**

Document de référence :

⇨ ***Bilan énergétique de la France pour 2014 – Edition 2015 – SOES.***
⇨ ***Bilan du Fonds chaleur 2009-2014 – Edition 2015 – ADEME.***

La fixation des objectifs en matière de développement de la chaleur renouvelable à 2018 et à 2023 tient compte des paramètres suivants :

a) Ces objectifs permettent de se mettre sur la trajectoire de l'objectif fixé par la loi sur la transition énergétique de 38% de chaleur renouvelable à l'horizon 2030.

b) Ces objectifs sont cohérents avec la trajectoire fixée pour l'atteinte de l'objectif de multiplication par cinq de la quantité de chaleur et de froid renouvelable et de récupération livrée par les réseaux à l'horizon 2030.

c) Ils tiennent compte de l'avancement de chaque filière au titre des objectifs à l'horizon 2020 ce qui conduit à réévaluer leur potentiel. La directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation des énergies renouvelables (EnR) a introduit des objectifs nationaux contraignants, dont notamment pour la France l'atteinte en 2020 de 23% d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie. Compte tenu des différents objectifs nationaux, les énergies renouvelables devraient ainsi fournir 20% de la consommation finale brute d'énergie de l'ensemble de l'Union européenne en 2020. Le plan national d'action en faveur des énergies renouvelables (PNA ENR) prévu par la directive EnR et remis à la Commission en 2010 affiche la contribution attendue de chaque énergie renouvelable pour la production d'électricité, ou de chaleur. Une trajectoire annuelle entre 2005 (année de référence de la directive EnR) et 2020 a ainsi été établie pour chacune des filières avec un objectif de 33% de chaleur renouvelable en 2020. En 2005, la part des énergies renouvelables dans la consommation finale de chaleur et de refroidissement était de 11,6%, en 2013[34], cette part s'élève à **17,9%** alors que la trajectoire fixée par le PNA ENR est de 20,5% (33% en 2020).

Consommation finale brute (Mtep)	Réalisé 2005	Réalisé 2013	% de réalisation de l'objectif 2013	Objectif 2020
Biomasse solide et déchets urbains renouvelables	8 570	10 666	96%	15 900
dont consommation de bois des ménages	*6627*	*7574*	*108%*	*7400*
Pompes à chaleur	215	1 629	119%	1 850
dont géothermiques	*54*	*359*	*97%*	*570*
Géothermie thermique	108	113	48%	500

[34] Le mode de comptage de la directive EnR diffère de celui du bilan de l'énergie : le périmètre est plus large et intègre les DOM, le bois énergie utilisé pour le chauffage n'est pas corrigé des variations climatiques, enfin la directive retient les pompes à chaleur avec des conditions de performance minimales.

Solaire thermique	49	145	52%	927
Biogaz	85	106	73%	555
Total chauffage et refroidissement	**9 027**	**12 658**	**96%**	**19 732**

Tableau 3. Evolution passée et objectif 2020 de consommation finale de chaleur renouvelable

En 2013, pour le chauffage et le refroidissement, 96% de l'objectif prévu par le PNA ENR a été atteint, soit un déficit de 0,5Mtep. Un retard important est constaté pour les filières solaire thermique, géothermie et biogaz. En revanche, les pompes à chaleur affichent une avance par rapport aux objectifs fixés pour cette période. La biomasse qui représente 80% de l'objectif 2020 affiche un léger retard par rapport aux objectifs 2013.

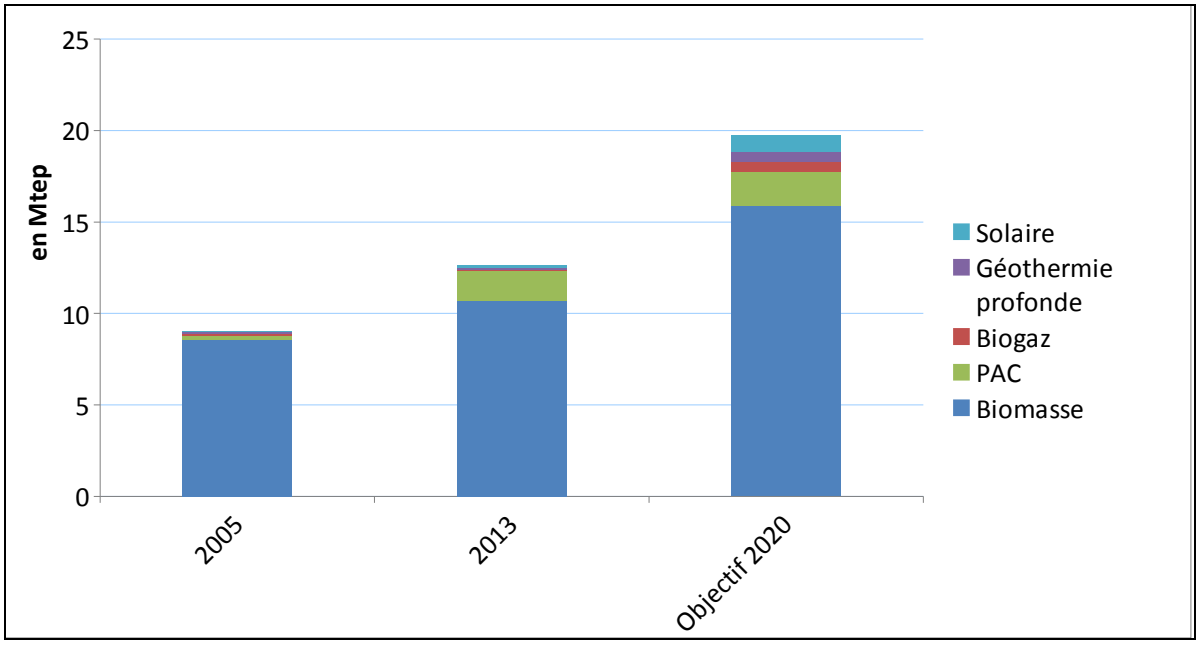


Figure 16. Evolution passée et objectif 2020 de consommation finale de chaleur renouvelable

d) Les objectifs qui ont été fixés pour chaque filière ont été bâtis également en s'appuyant sur les ateliers menés dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie sur la période de mars à juin 2015, ainsi que sur les données issues des SRCAE (schémas régionaux climat air énergie) conduits dans les différentes régions.

Les ateliers ont permis de recueillir la vision du développement des filières par les représentants des organisations professionnelles, des régions et des collectivités, des associations de consommateurs, des associations environnementales et des différents ministères et établissements publics concernés. Les enjeux, forces, faiblesses et opportunités de chaque filière ont ainsi pu être identifiés et ont permis suite à une analyse stratégique de fixer pour chaque filière des objectifs aux horizons 2018 et 2023, et de formuler des préconisations.

Ces différents objectifs supposent un système d'impulsion à mettre en œuvre. Ainsi, au-delà des objectifs de développement fixés par la programmation pluriannuelle de l'énergie, les freins et points de vigilance mis en lumière lors des débats avec les professionnels et rappelés aux paragraphes suivants nécessitent une attention particulière des pouvoirs publics et des acteurs privés pour la bonne atteinte des objectifs. Parmi les points de vigilance communs à toutes les filières chaleur renouvelable, le rythme et l'ambition de rénovation du parc bâti existant qu'il s'agisse des logements individuels, collectifs ou tertiaire est un facteur clé, ainsi que l'adoption et la mise en œuvre de réglementations thermiques ambitieuses. La compétitivité des projets chaleur renouvelable et de récupération est également un enjeu fort pour l'atteinte des objectifs.

Le graphe ci-dessous illustre la part de chaque filière aux différentes échéances de la PPE.

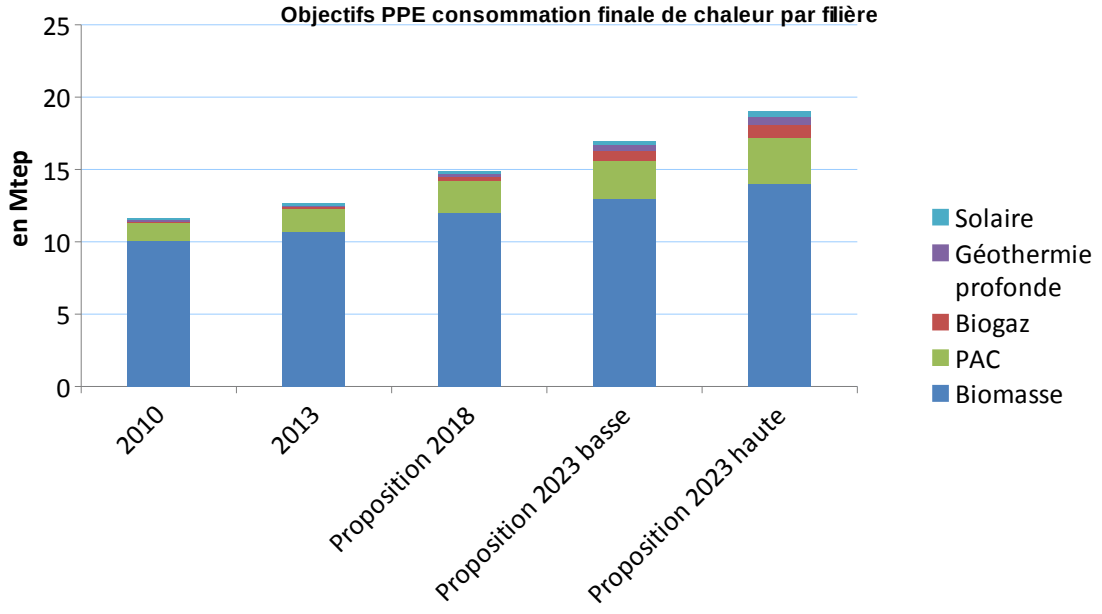


Figure 17. Part de chaque filière de production de chaleur renouvelable dans les objectifs PPE

Objectifs de consommation finale de chaleur, en Mtep (et équivalents en TWh)	**2018**	**2023 fourchette basse**	**2023 fourchette haute**
Biomasse	12 (soit 139 TWh)	13 (soit 151 TWh)	14 (soit 163 TWh)
Pompes à chaleur aérothermiques et géothermiques	2,2 (soit 25,6 TWh)	2,8 (soit 32,5 TWh)	3,2 (soit 37,2 TWh)
Biogaz (y compris par injection de biogaz dans les réseaux Une partie de cet objectif est donc incluse dans l'objectif global biométhane injecté)	0,3 (soit 3,5 TWh)	0,7 (soit 8,1 TWh)	0,9 (soit 10,5 TWh)
Géothermie profonde (sans pompes à chaleur)	0,2 (soit 2,3 TWh)	0,4 (soit 4,6 TWh)	0,55 (soit 6,4 TWh)
Solaire	0,18 (soit 2,1 TWh)	0,27 (soit 3,1 TWh)	0,4 (soit 4,6 TWh)
TOTAL	**14,88 (soit 173 TWh)**	**17,17 (soit 200 TWh)**	**19,05 (soit 221 TWh)**

Tableau 4. Objectifs PPE de consommation finale de chaleur par filière

La biomasse solide continue de représenter la part la plus importante de l'objectif de chaleur renouvelable (80% en 2018 et autour de 75% en 2023). Les pompes à chaleur contribuent de façon croissante à l'objectif de consommation finale (elles représentent près de 15% de l'objectif 2018 et environ 16% de l'objectif 2023). Les objectifs du biogaz tiennent compte de la perspective de développement de la filière avec valorisation chaleur dans des réseaux de chaleur et par injection dans des réseaux de gaz naturel (en considérant qu'une part majoritaire est valorisée en chaleur). La géothermie profonde est une filière mature qui devrait connaître un développement progressif notamment par valorisation sur réseaux de chaleur. Enfin, la filière solaire thermique a rencontré des difficultés et nécessite de poursuivre sa structuration et sa montée en compétence, les objectifs fixés tiennent compte de ses enjeux.

4.2 La consommation finale de chaleur

4.2.1 Situation et perspectives

Il n'existe pas actuellement de données statistiques globales sur la chaleur. Elles doivent être extraites de données plus larges ou calculées par addition de données partielles. Le terme « chaleur » est ici employé pour désigner l'énergie thermique finale. Il recouvre la notion d'usage thermique, à savoir le chauffage, mais aussi l'eau chaude sanitaire et la cuisson. Il ne prend pas en compte l'électricité spécifique.

En 2013[35], sur un total de 151 Mtep de consommation finale énergétique en métropole (donnée corrigée des variations climatiques), la consommation de chaleur atteignait 70,6 Mtep, soit 47% de la consommation finale totale d'énergie. En 2007, la consommation finale de chaleur était de près de 80Mtep et représentait près de 50% de la consommation énergétique totale. On constate donc une baisse progressive de la consommation de chaleur, de l'ordre de 1,5 Mtep par an. L'essentiel de la baisse est imputable au secteur de l'industrie, puis au secteur du résidentiel et tertiaire.

Consommation finale de chaleur (Mtep)	Gaz (1)	Pétrole (Fioul, GPL) (2)	EnRt et déchets (3)	Electricité (4)	Charbon (5)	Total	Part de chaque secteur
Résidentiel	15,8	7	9,6	6,9	0,2	39,5	74,1%
Tertiaire	5,6	3,2	0,8	3,1	0,1	12,8	
Industrie et sidé-rurgie	7,9	2	1,9	2	4,1	17,9	25,3%
Agriculture	0,3	0	0,1	0	0	0,4	0,6%
Ensemble des secteurs	29,6	12,2	12,4	12	4,4	**70,6**	100%
Part de chaque énergie	41,9%	17,3%	17,6%	17%	6,2%	100%	

(1) Hypothèse : 100% du gaz consommé dans le résidentiel, le tertiaire et l'agriculture et 80% du gaz consommé dans l'industrie sont dédiés à un usage thermique ; (2) Hypothèse : 100% du pétrole consommé dans le résidentiel et le tertiaire et 80% du pétrole consommé dans l'industrie sont dédiés à un usage thermique ; (3) Le bilan de l'énergie retient par convention que l'énergie renouvelable correspond à la moitié de l'ensemble des déchets valorisés ; (4) Hypothèse : 50% de l'électricité consommée dans le résidentiel, 25% de l'électricité consommée dans le tertiaire et 20% de l'électricité consommée dans l'industrie sont dédiés à un usage thermique (5) Hypothèse : 100% du charbon consommé dans le résidentiel, le tertiaire et 80% du charbon consommé dans l'industrie sont dédiés à un usage thermique

Tableau 5. Consommation finale de chaleur 2013 - métropole - corrigée des variations climatiques (Source : SOeS)

Le secteur du résidentiel / tertiaire représente les trois quarts de la consommation finale de chaleur et l'industrie représente le quart restant, la part liée à l'agriculture étant très faible. Cette répartition a été relativement constante ces dix dernières années.

[35] Les données de l'année 2013 sont prises comme référence car il s'agit d'une année avec un indice de rigueur climatique proche de 1 alors que l'année 2014 a été une année particulièrement chaude et non représentative. Les données sont issues du bilan de l'énergie pour 2014 du SOES.

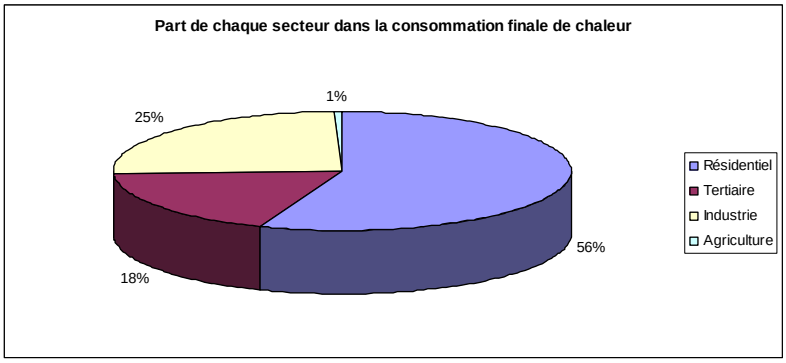


Figure 18. Part de chaque secteur dans la consommation finale de chaleur

Sur les 70,6 Mtep de consommation de chaleur en 2013, 82% sont produites à partir d'énergies conventionnelles et 18% à partir d'énergies renouvelables. Le graphe ci-dessous permet de comparer l'évolution de la part de chaque énergie dans la fourniture de chaleur finale depuis 2007. Il montre que la part du gaz reste majoritaire mais affiche une baisse continue, la part des EnR et déchets progresse de façon régulière et dépasse maintenant celle du pétrole en décroissance, la part de l'électricité (dont 18% est d'origine renouvelable) est relativement stable, enfin celle du charbon reste faible :

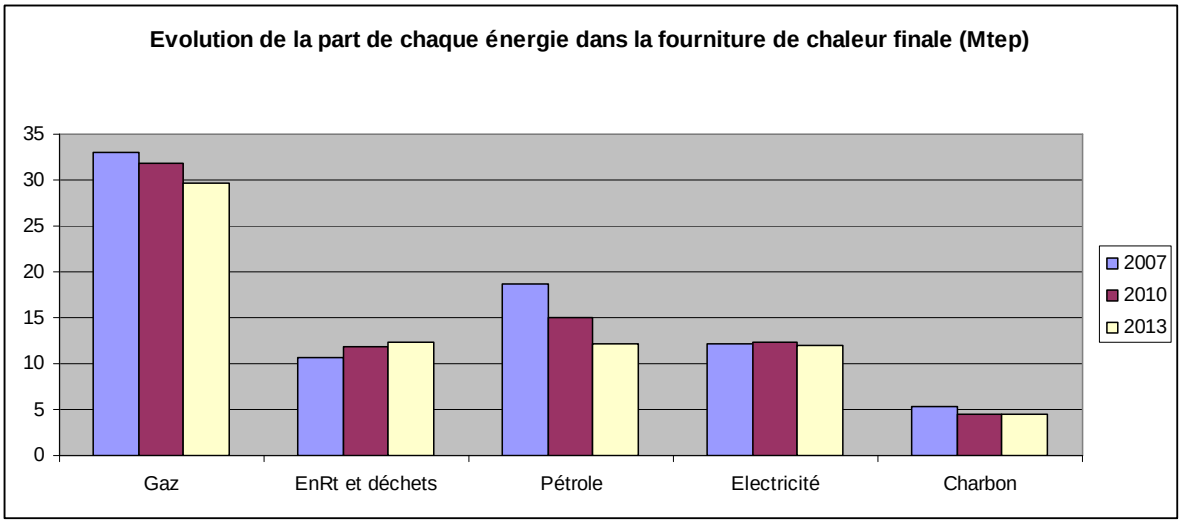


Figure 19. Evolution de la part de chaque énergie dans la fourniture de chaleur finale

Les scénarios de consommation décrits dans le volet relatif à la maîtrise de la demande conduisent en 2030 à une consommation finale de chaleur de 54 Mtep dans le scénario de référence, et à une consommation finale de chaleur de 60 Mtep dans la variante. Cela correspond à une baisse respectivement de 28 % dans le scénario de référence et de 20% dans la variante, entre 2010 et 2030.

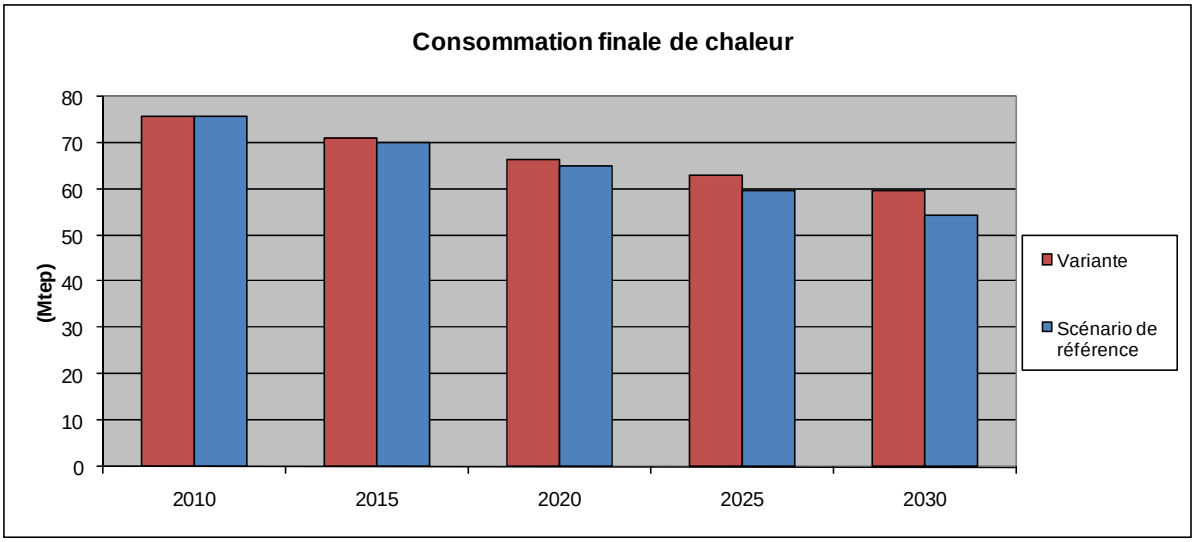


Figure 20. Scénarios de consommation finale de chaleur

Si on applique l'objectif de 38 % de chaleur renouvelable (objectif de la loi sur la transition énergétique pour la croissance verte), il faudra atteindre environ entre 21 et 23Mtep de chaleur renouvelable à l'horizon 2030.

En tenant compte des valeurs de consommation réelles de chaleur renouvelable (source SOES) pour la période 2005 à 2013 et en considérant une trajectoire linéaire[36] jusqu'en 2030, on peut en déduire un objectif 2018 ainsi qu'une fourchette basse et une fourchette haute à atteindre en 2023. L'objectif minimal de chaleur renouvelable à atteindre en 2018 est donc de 15Mtep et entre 17 et 19Mtep pour 2023.

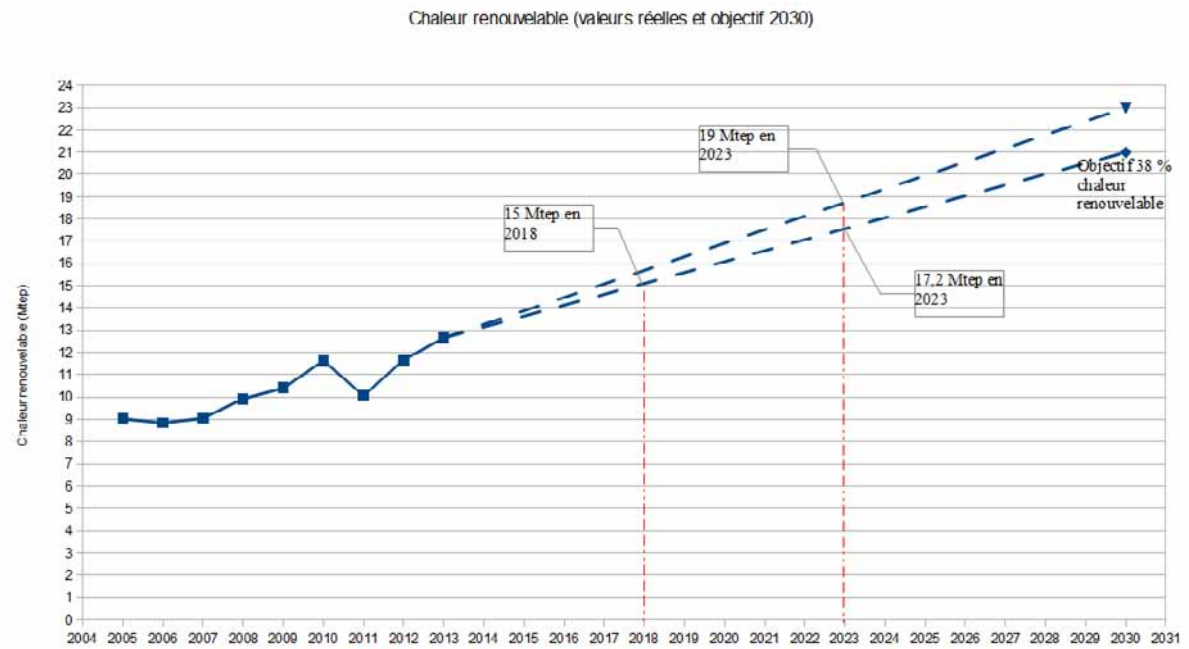


Figure 21. Chaleur renouvelable (valeurs réelles et objectifs 2018 et 2023)

[36] Cette hypothèse suppose un rythme progressif de développement des EnR jusqu'en 2030.

4.2.2 Situation par secteurs

a) Dans le secteur tertiaire et résidentiel

La consommation de chaleur est dominante dans le secteur résidentiel tertiaire : d'après le bilan de l'énergie, la consommation totale d'énergie du résidentiel tertiaire en 2013 est de 69Mtep dont 76% de chaleur et 14% d'électricité spécifique.

La chaleur du secteur résidentiel est produite par les énergies fossiles à 58% ; les énergies renouvelables à 24% et l'électricité à 18%. La chaleur du secteur tertiaire est produite par les énergies fossiles à 69,5%, les énergies renouvelables à 6,3% et l'électricité à 24,2%.

Le bouquet énergétique des deux secteurs, résidentiel et tertiaire est donc assez différent. La part de l'électricité est plus importante dans le tertiaire que dans le résidentiel en raison de son utilisation pour la climatisation. Les énergies renouvelables représentent une proportion plus significative dans le résidentiel que dans le tertiaire.

Dans le secteur résidentiel, la consommation finale de gaz reste majoritaire pour le chauffage, mais enregistre une diminution depuis le début des années 2000 (après une augmentation continue pendant 30 ans). Les énergies renouvelables poursuivent leur croissance avec une forte progression, en moyenne de 4% par an depuis 2007, elles sont portées par le développement du bois ainsi que des pompes à chaleur. La consommation finale de produits fossiles poursuit sa diminution. La consommation d'électricité augmente légèrement, même si on constate un ralentissement du développement du chauffage électrique dans la construction neuve. Enfin, le charbon a une consommation très faible, stable depuis le début des années 2000.

Les scénarios de consommation développés ci-dessus prévoient une baisse progressive de la consommation de chaleur du secteur résidentiel dans les deux scénarios avec une baisse plus prononcée dès 2025 dans le scénario de référence. Parmi les usages de la chaleur, ce sont le chauffage et l'eau chaude sanitaire qui permettent de réaliser les plus gros gains en matière de réduction de la consommation, la cuisson évoluant à la baisse de la même manière dans les deux scénarios. Les deux scénarios de consommation retenus reposent notamment sur un rythme soutenu de construction de logements neufs, et de constructions publiques exemplaires au plan énergétique. Ils supposent également un rythme de rénovation ambitieux.

Dans le tertiaire, on constate une stabilisation depuis 2010 de la consommation de gaz. La part des énergies renouvelables progresse en partie grâce aux pompes à chaleur, mais de façon moins marquée que dans le résidentiel. La consommation finale de produits pétroliers diminue depuis plusieurs années. La consommation d'électricité dans le tertiaire progresse principalement en raison du recours important à la climatisation. Enfin le charbon reste marginal.

Les scénarios de consommation prévoient également une baisse de la consommation dans le tertiaire. Cette baisse de consommation suppose notamment que la construction de surfaces tertiaires neuves publiques soit exemplaire au plan énergétique et chaque fois que possible BEPOS, ainsi que la création d'une obligation de réalisation de travaux d'amélioration de la performance énergétique dans les bâtiments tertiaires (dans le cas du scénario de référence uniquement), telle que prévue par le cadre législatif (loi Grenelle 2, loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte).

b) Dans les secteurs de l'industrie et de l'agriculture

La consommation totale de chaleur dans l'industrie en 2013 est d'environ 18 Mtep. 80% des combustibles consommés dans l'industrie sont dédiés à un usage thermique (fours, séchage ou chauffage des locaux) et environ 20% de la consommation d'électricité est dédiée à un usage thermique[37].

La consommation de chaleur du secteur de l'industrie diminue (-27% en 2013 par rapport à 2007) à la fois grâce aux efforts engagés pour la réduction des consommations énergétiques (sur la période 2001-2012 l'intensité énergétique s'est améliorée de 11% dans l'industrie[38]) et également suite aux effets de la crise économique.

La chaleur de l'industrie est produite par les énergies fossiles à 78,5% (44,5% gaz, 23% charbon et 11% pétrole), les énergies renouvelables à 10,5% et l'électricité à 11%.

[37] Source ADEME, les chiffres clés 2013 Climat, air et énergie.
[38] Source UNIDEN.

Si la consommation des différentes énergies dans l'industrie diminue depuis plusieurs années, la baisse la plus importante est constatée pour le pétrole (-6,4% par an en moyenne entre 2002 et 2012) puis le charbon et dans une moindre mesure l'électricité et le gaz. La part des énergies renouvelables dans la consommation de chaleur de l'industrie progresse : les énergies renouvelables et déchets représentaient 6% de la consommation de chaleur de l'industrie en 2007 contre 10,5% en 2013. La biomasse constitue aujourd'hui la principale énergie renouvelable utilisée par l'industrie. On constate par exemple que 65 % des combustibles utilisés par le secteur des scieries, panneaux de bois sont fournis par les énergies renouvelables et 45% pour le secteur du papier carton.

Selon les scénarios de consommation, on constate soit une stagnation de la consommation de chaleur à compter de 2020, soit une diminution de la consommation assez marquée dans le scénario de référence (ce scénario suppose un gain d'efficacité énergétique en 2030 par rapport à 2010 par tonne produite de 19,6% et une forte valorisation de la chaleur fatale industrielle).

Dans le secteur agricole, la consommation d'énergie est faible à l'égard des enjeux énergétiques nationaux. La consommation de chaleur s'élève en 2013 à 0,47 Mtep (soit 11% de la consommation totale d'énergie du secteur agricole qui s'élève à 4,4 Mtep). Les principaux usages du secteur agricole nécessitant de la chaleur sont les bâtiments d'élevage, les serres et les séchoirs et chambres froides.

La chaleur de l'agriculture est produite par les énergies fossiles à 70% (gaz) et les énergies renouvelables à 30% (dont la chaleur autoconsommée produite par méthanisation)

Pour l'agriculture, les scénarios de consommation prévoient une stabilité des consommations via une amélioration des performances énergétiques. Ces scénarios s'accompagnent d'un développement de la méthanisation, qui produira de la chaleur et nécessitera potentiellement un besoin croissant en énergie pour l'hygiénisation des intrants et le séchage des digestats.

4.3 Les filières chaleur renouvelable et de récupération

4.3.1 La biomasse solide

Objectifs quantitatifs

- ⇨ **Viser des objectifs de consommation de chaleur renouvelable produite à partir de biomasse solide de 12 Mtep en 2018 (dont consommation des ménages de 7,4 Mtep dans 8,6 millions de logements), et de 13 à 14 Mtep en 2023 (dont consommation des ménages de 7,4 Mtep dans 10,3 à 10,4 millions de logements).**

Orientations

- ⇨ **Remplacer à un rythme rapide les foyers ouverts dans les logements individuels par des équipements plus performants au plan énergétique et meilleurs pour la qualité de l'air.**
- ⇨ **Contenir la tension sur la ressource (favoriser en priorité la valorisation chaleur, favoriser les projets cogénération haut rendement, poursuivre la valorisation énergétique des déchets…).**
- ⇨ **Poursuivre le développement des chaufferies biomasse dans le collectif, le tertiaire, l'agriculture et l'industrie.**
- ⇨ **Favoriser la compétitivité des projets biomasse par rapport aux solutions à base d'énergie fossile.**

Actions concrètes 2016-2017

- ⇨ **Simplifier le système d'aides du Fonds chaleur avec la création d'aides forfaitaires pour 75% des dossiers.**
- ⇨ **Accompagner les projets retenus dans le cadre des deux appels à manifestation d'intérêt « Dynamic Bois » en faveur de la mobilisation de la biomasse. Les 43 projets lauréats des deux AMI représentant une mobilisation de 55 M€, permettront de mobiliser 3 millions de tonnes pour alimenter des chaufferies et d'améliorer la qualité des peuplements forestiers sur près de 40 000 ha.**

- ⇨ **Tirer parti de l'expérimentation dans la vallée de l'Arve sur la prime au renouvellement des foyers ouverts et appareils anciens à combustion au bois individuels.**
- ⇨ **Mettre en œuvre les projets issus de l'appel à manifestation relatif au fonds air-bois lancé par l'Ademe en 2015.**

Document de référence :
- ⇨ ***Rapport Panorama énergies climat – Fiche biomasse énergie - DGEC 2015***
- ⇨ ***Suivi du marché 2014 des appareils domestiques de chauffage au bois – Observ'ER***
- ⇨ ***Etude sur le chauffage domestique au bois – Juin 2013- pour le compte de l'ADEME par Solagro, Biomasse Normandie, BVA et Marketing et Marketing freelance***

La biomasse solide constitue la première source de chaleur renouvelable en France. Les filières biomasse solide pour la production de chaleur, ou pour la production de chaleur et d'électricité par cogénération, font appel à plusieurs ressources en biomasse qui sont classées selon trois catégories: la biomasse provenant de la sylviculture (qui regroupe la biomasse provenant de forêt et d'autres zones boisées, ainsi que les connexes et sous-produits de l'industrie du bois), la biomasse agricole, et la biomasse provenant des déchets (qu'il s'agisse de déchets urbains solides ou de déchets de bois industriels).
En 2013, la consommation primaire de biomasse solide pour l'énergie dépasse les 11 millions de tep pour l'ensemble du territoire. Environ 93% de cette consommation est destinée à la production de chaleur et 7% à la production d'électricité.

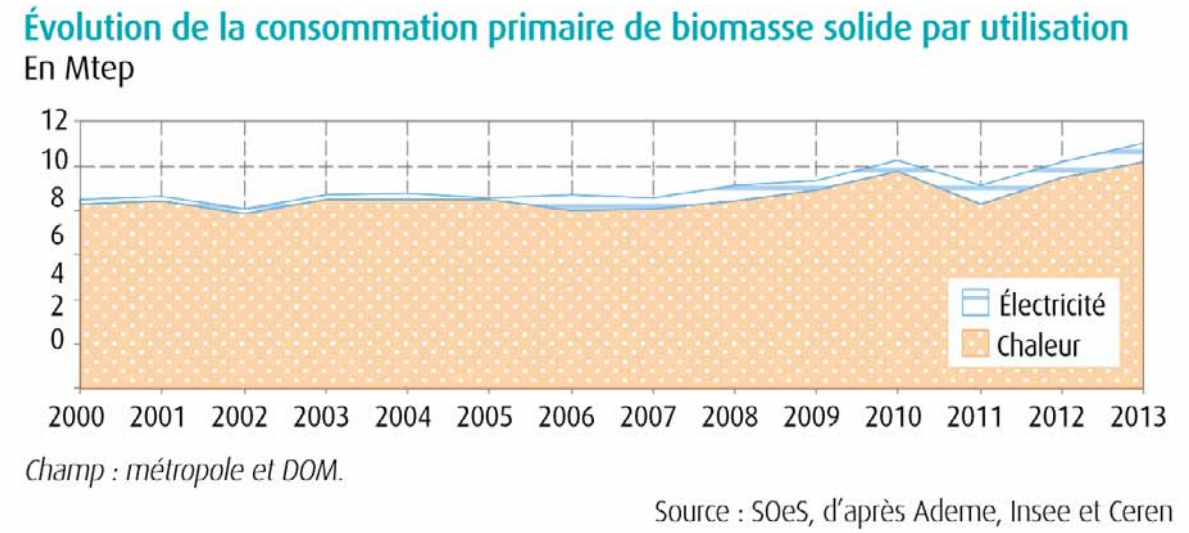


Figure 22. Evolution de la consommation primaire de biomasse solide par utilisation

Le bois énergie représente 96% de la quantité de biomasse solide consommée en 2013. Cette appellation regroupe la biomasse forestière, les connexes et sous-produits de l'industrie du bois et les broyats de déchets de bois. La consommation primaire de bois énergie est utilisée à 71% pour le chauffage résidentiel individuel, 5% pour le chauffage collectif et le secteur tertiaire et 24% par l'industrie[39].

Consommation finale de chaleur à partir de biomasse solide

La consommation finale thermique à partir de biomasse solide se répartit entre la consommation de bois des ménages d'une part et d'autre part la consommation de biomasse solide par les chaufferies collectives et industrielles, la cogénération et les unités de valorisation des déchets urbains[40].

La filière thermique biomasse solide affiche un léger retard par rapport à la trajectoire fixée par le plan national d'action (PNA) prévu par la directive sur les énergies renouvelables et remis à la

[39] Source Bilan des énergies renouvelables – Edition 2014 - SOES
[40] Par convention, l'Union européenne reconnaît l'énergie produite par l'incinération des déchets urbains comme une énergie renouvelable à 50%

Commission à l'été 2010. Ainsi, en 2013, 96% de l'objectif a été atteint (67% de l'objectif 2020). Le fait que le comptage du bois énergie utilisé pour la production de chaleur ne soit pas corrigé des variations climatiques explique les fortes variations annuelles observées de la consommation finale de chaleur :

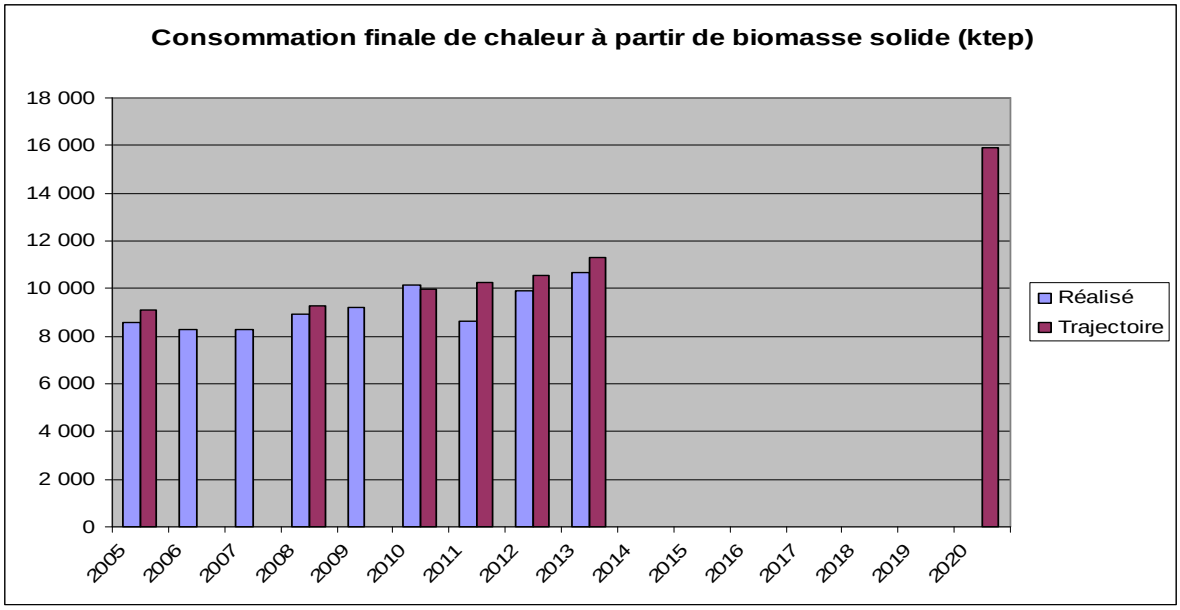


Figure 23. Consommation finale de chaleur à partir de biomasse solide

Par ailleurs, si effectivement l'année 2013 a permis d'atteindre 96% de l'objectif du PNA, celui-ci est réalisé en grande partie grâce à la consommation de bois des ménages, qui dépasse son objectif de 8% tandis que la consommation finale des chaudières collectives et industrielles affiche un retard de 27% par rapport à son objectif. Le chauffage individuel au bois représente en effet la première source d'énergie renouvelable en France (devant l'hydraulique, qui arrive en seconde position) ; il représente à lui seul, en 2013, près de 60% de la chaleur renouvelable sur le territoire.

Principaux enjeux

Les principaux enjeux conduisant aux orientations et aux actions en matière de développement de la biomasse solide sont les suivants.

a) Améliorer la qualité de l'air en renouvelant les équipements. La combustion de biomasse est susceptible d'émettre dans l'air des substances polluantes gazeuses ou particulaires. Il s'agit donc d'un enjeu pour le développement de cette filière.

Les émissions du secteur résidentiel/tertiaire ont représenté en 2011, 30% des émissions totales en France de particules fines PM10 et 45% des émissions totales de PM 2,5. Dans ce secteur, la combustion de la biomasse est le principal émetteur de particules fines (environ 90%). Le renouvellement du parc d'appareils de chauffage au bois individuels par des appareils plus performants permet ainsi d'importantes réductions d'émissions de particules. Sur les 7,4 millions de foyers équipés d'appareils de chauffage au bois en 2012, on estime qu'il y a environ 1 million de foyers ouverts, soit 17% du parc. Les rendements énergétiques de ces appareils sont pour la plupart très faibles (10 à 15%) et les émissions de particules sont significatives.

Le label Flamme Verte créé en 2000 regroupe plus de 60 entreprises signataires des chartes d'engagement « appareils indépendants » et « chaudières ». Les évolutions du label ont permis le développement de produits de plus en plus performants puisque le label ne reconnaît plus que les appareils « 5 étoiles » a minima. En 2015, deux nouvelles classes de performances ont été créées (classes 6 et 7 étoiles). Les émissions de particules fines ont encore été divisées par deux entre un appareil indépendant à bûches 5 étoiles et un appareil 7 étoiles.

Deux règlements européens relatifs à l'éco conception des chaudières à combustibles solides de moins de 500kW et d'appareils de chauffage indépendants au bois ont récemment été votés. Cette nouvelle réglementation permettra de limiter dans les années à venir la mise sur le marché des appareils moins performants.

A l'instar de l'expérimentation de renouvellement des installations de combustion au bois individuels menée depuis 2013 et pour 4 ans au sein du Plan de Prévention de l'Atmosphère (PPA) de la vallée de l'Arve (74)[41], le "fonds air" porté par l'ADEME vise à réduire les émissions de particules du chauffage au bois individuel, dans les PPA. Un appel à manifestations d'intérêts (AMI) a ainsi permis à l'automne 2015 de retenir 14 projets de collectivités. Cet AMI s'inscrit dans l'action 7 de la 3ème Conférence environnementale et permettra d'accompagner les collectivités pour la création, la gestion et l'animation d'un fonds spécifique d'aide aux particuliers pour le renouvellement des appareils non performants de chauffage au bois (aide de 1000€/particulier aussi). Il a vocation à être reconduit en 2016 puis 2017.

Dans le secteur collectif, tertiaire et l'industrie, les chaufferies biomasse sont dans la plupart des cas d'une taille qui les soumet à la législation des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE), qui fixe des valeurs limites d'émission au regard des meilleures techniques disponibles et de l'environnement de l'installation. Dans le cadre des aides du Fonds chaleur, la haute qualité environnementale des projets est assurée par des exigences strictes sur les émissions, allant parfois au-delà des obligations réglementaires.

b) Mobiliser la ressource biomasse. La stratégie nationale de mobilisation de la biomasse (SNMB) a notamment pour objectif de définir les mesures à mettre en œuvre pour mieux mobiliser la ressource afin de permettre l'approvisionnement de l'ensemble des filières et de prévenir les risques de tensions sur la ressource (voir ci-après). Par ailleurs, les règles pour l'attribution des aides du Fonds chaleur de l'ADEME prévoient que le recours au bois d'importation doit être étudié au cas par cas pour résoudre un problème ponctuel de conflit d'usage. Ainsi, l'importation doit être définie de façon temporaire, limitée en volume, après s'être assuré que des moyens ont été donnés pour mobiliser les biocombustibles disponibles dans l'aire d'approvisionnement et avoir fait l'objet d'un bilan environnemental.

c) Baisser la tension sur la ressource. Au-delà des efforts de mobilisation de la biomasse, des actions en faveur de la baisse de la tension sur la ressource sont à mettre en place. La valorisation énergétique de la biomasse sous forme de chaleur ou de gaz injecté dans le réseau sera privilégiée aux autres formes de valorisation. Pour la cogénération à haut rendement, il s'agit de favoriser les projets démontrant une très bonne efficacité énergétique, c'est-à-dire valorisant au maximum la production de chaleur. La poursuite de la valorisation énergétique des déchets et leur raccordement à des réseaux de chaleur est également un enjeu. Plusieurs outils ont été mis en place afin d'inciter les acteurs à s'engager dans l'efficacité des unités de valorisation énergétique, en particulier le tarif d'achat et le Fonds Chaleur. Il existe encore un potentiel d'amélioration de l'efficacité énergétique des unités existantes et de raccordement à des réseaux de chaleur des unités actuellement non raccordées.

d) Améliorer le signal prix par rapport aux énergies fossiles. Parmi les freins au développement de la biomasse dans l'industrie, au-delà du coût d'investissement et des contraintes de production, l'incertitude sur les prix respectifs du gaz et de la biomasse reste un facteur prépondérant. Il s'agit également d'un critère important lors de la mise en place d'une chaufferie collective, même si dans ce cas, la rentabilité est envisagée sur une période plus longue d'au moins 20 ans.

e) Favoriser l'insertion du bois énergie dans l'habitat neuf. Il existe des freins au développement du bois énergie dans l'habitat neuf qui tiennent à la non valorisation du bois dans la réglementation thermique lorsque celui-ci est utilisé en appoint et à la suppression de l'obligation d'installer un conduit de fumée dans les maisons neuves chauffées à l'électricité. Il s'avère qu'en l'absence de conduit au moment de la construction, le passage au chauffage au bois ensuite est rendu très difficile techniquement et économiquement.

f) Poursuivre les efforts de R&D. Dans le résidentiel, les efforts de R&D sont à poursuivre autour de la performance des appareils à très faibles émissions de monoxyde de carbone (CO) et de particules. Si les solutions prometteuses existent aujourd'hui, elles rencontrent encore des obstacles

[41] http://www.riviere-arve.org/projets/fonds-chaleur-air-bois.htm

d'ordre technique et économique qu'il convient de lever pour envisager leur diffusion. Pour les chaudières individuelles, le développement de solutions couplées avec le solaire thermique pourrait également être une piste intéressante. Dans les autres secteurs comme le collectif et le tertiaire, la technologie classique (chambre à combustion et chaudière) est mature. Cependant, pour développer la chaleur dans l'industrie, l'adaptation des technologies aux procédés reste nécessaire et nécessite encore des améliorations (gazéification par exemple) ainsi que le développement de chaudières acceptant des intrants diversifiés permettant de réduire les conflits d'usage.

g) Améliorer la compétitivité et favoriser un secteur riche en emplois. La France est au 2ème rang européen en matière de production d'énergie à partir de bois derrière l'Allemagne et devant la Suède. Il s'agit d'une filière performante et importante (24 000 emplois, plus les emplois indirects en amont) qui ne se limite pas aux forestiers et exploitants. Environ 50% de ces emplois sont directs : les emplois directs sont ceux concernés par la chaîne de production et l'exploitation des biocombustibles à l'exemple des travaux forestiers (abattage, débardage, broyage) ou de la fabrication et l'entretien des chaudières, alors que les emplois indirects sont les emplois sous-traités à des acteurs extérieurs à la filière, à l'exemple des achats externes (tôlerie, tubes, fontes, équipements) ou de la fabrication des machines outils. Le chiffre d'affaire de la filière est d'environ 560 M€. Les équipementiers français sont absents des poêles à granulés, segment étroit mais à forte croissance et sont de plus en plus concurrencés sur le segment des chaudières collectives. Elargir l'offre française sur les poêles à granulés ainsi que le développement de chaudières acceptant des intrants diversifiés est donc un enjeu pour la filière.

Objectifs chiffrés

	Objectif 2018	Objectif 2023 fourchette basse	Objectif 2023 fourchette haute
Consommation finale de chaleur renouvelable à partir de biomasse solide **- dont consommation de bois des ménages**	12Mtep 7,4Mtep (8,6 millions de logements)	13Mtep 7,4Mtep (10,3 millions de logements)	14Mtep 7,4Mtep (10,4 millions de logements)

4.3.2 Les pompes à chaleur

Objectifs quantitatifs

- ⇨ **Viser des objectifs de consommation de chaleur renouvelable produite par des pompes à chaleur (PAC) de 2200 ktep en 2018 (dont 400 ktep par des PAC géothermiques) et 2800 à 3200 ktep en 2023 (dont 500 à 600 ktep par des PAC géothermiques).**

Orientations

- ⇨ **Poursuivre l'amélioration de la performance et des démarches qualité.**
- ⇨ **Poursuivre la montée en puissance des compétences des installateurs (notamment la formation et la qualification pour la pose des chauffe-eau thermodynamiques individuels – CETI) et des foreurs.**
- ⇨ **Poursuivre les efforts de R&D (optimisation des coefficients de performance - COP, baisse du prix des capteurs géothermiques…).**
- ⇨ **Favoriser l'intégration des pompes à chaleur dans le résidentiel collectif et le tertiaire notamment par la mise en place de solutions techniques dédiées**
- ⇨ **Développer les solutions hybrides performantes (pompe à chaleur/solaire, pompe à chaleur/gaz …).**
- ⇨ **Encourager le développement des pompes à chaleur géothermiques.**
- ⇨ **Améliorer la prise en compte de la part renouvelable des PAC pour l'atteinte des objectifs européens.**

Actions concrètes 2016-2017

- ⇨ **Soutenir par le Fonds chaleur la géothermie intermédiaire avec l'utilisation de pompes à chaleur.**

Document de référence :

- ⇨ *Rapport Panorama énergies climat – Fiche géothermie - DGEC 2015.*
- ⇨ *Chiffres clés des énergies renouvelables - Edition 2015 – SOES.*
- ⇨ *Enquête annuelle sur le marché français de la climatisation et des pompes à chaleur – 2014 – AFPAC, PAC&CLIMINFO.*

Principe

Une pompe à chaleur (PAC) est un système thermodynamique qui permet de prélever de la chaleur d'un milieu donné à bas niveau de température, pour la transférer vers un autre milieu à un niveau de température plus élevé. Pour assurer ce transfert de chaleur, les PAC consomment de l'énergie, sous forme électrique dans plus de 95% des cas en France (la seconde alternative étant un fonctionnement au gaz). Les performances d'une PAC sont caractérisées par son COP (coefficient de performance) qui correspond au rapport entre la quantité de chaleur produite et la quantité d'énergie consommée. Pour le chauffage, le COP se situe entre 3 et 4,5 et pour la production d'eau chaude, le COP se situe entre 2,5 et 3.

On distingue les pompes à chaleur aérothermiques qui rassemblent les technologies qui utilisent l'air comme source de chaleur, et les pompes à chaleur géothermiques qui captent l'énergie du sol ou de l'eau.

En rénovation, la chaudière existante peut venir en complément de la PAC (la chaudière joue alors le rôle d'appoint en cas de température extérieure basse). Quand la PAC et la chaudière sont un seul et même appareil, on parle alors de PAC hybride. Dans le résidentiel existant non pourvu de plancher chauffant basse température, les émetteurs de chauffage peuvent imposer, pour fonctionner correctement, une température d'eau dans le circuit de chauffage qui est supérieure aux caractéristique d'une PAC « standard ». Dans ce cas précis, on peut faire appel à une PAC dite «haute température », pour couvrir jusqu'à 100% des besoins de chauffage, et se substituer ainsi à la chaudière.

Le chauffe-eau thermodynamique individuel (CETI) fonctionne suivant le même principe qu'une PAC, il puise les calories de l'air de l'habitat (pièce non chauffée ou air extrait), ou de l'air extérieur pour alimenter le ballon de stockage d'eau chaude sanitaire.

Consommation finale de chaleur des PAC

En termes de production, les pompes à chaleur sont la seule filière de chaleur renouvelable qui a dépassé les objectifs assignés par le plan national d'action en vue d'atteindre les objectifs de développement des énergies renouvelables à l'horizon 2020. En effet, il s'agit d'une filière en fort développement dans le résidentiel individuel et également dans le collectif et le tertiaire, avec un essor notable des PAC aérothermiques et des chauffe-eau thermodynamiques. Ainsi, la consommation finale de chaleur renouvelable à partir de pompes à chaleur a atteint 1,629Mtep en 2013, soit 119% de l'objectif assigné (et 88% de l'objectif 2020 atteint) :

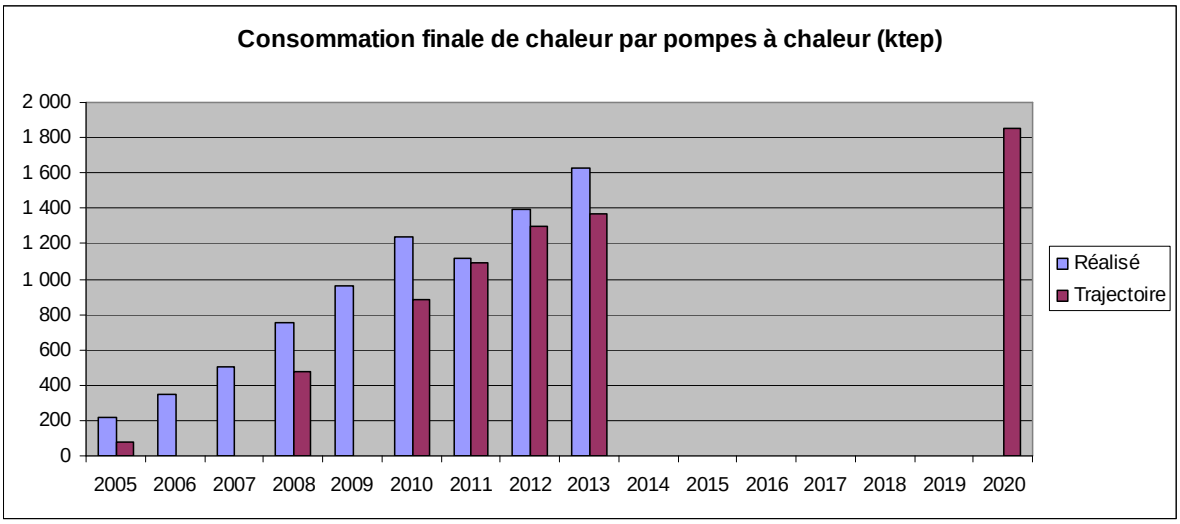


Figure 24. Consommation finale de chaleur par pompes à chaleur

Il convient de préciser que la comptabilisation des pompes à chaleur pour l'atteinte des objectifs fixés par le plan national d'action prévu par la directive sur les énergies renouvelables ne prend en compte que les pompes à chaleur les plus performantes (COP supérieur à 2,5 PAC air/air comprise) puisque la consommation électrique est déduite du calcul, et seule la partie dédiée à la production de chaleur est intégrée (la partie rafraîchissement n'est pas prise en compte dans le cas des pompes à chaleur réversibles).

Principaux enjeux pour la filière

a) Développer la filière dans le cadre des marchés de la construction neuve et de la rénovation. L'un des principaux enjeux pour le développement des pompes à chaleur aérothermiques (air/eau et air/air) porte sur le développement du marché de la construction neuve et du marché de la rénovation. La croissance de la filière est fonction du développement de ces marchés et des réglementations thermiques. Actuellement, les maisons individuelles neuves ont une part obligatoire d'énergie renouvelable pour respecter la réglementation thermique des bâtiments neufs. Un principe équivalent pour le secteur tertiaire et la fin de la dérogation pour le secteur collectif[42] permettraient le développement des pompes à chaleur sur l'ensemble des secteurs.

Les pompes à chaleur géothermiques ont également un potentiel de développement dans l'individuel, le collectif et le tertiaire. Le potentiel de géothermie très basse énergie est très important et bien réparti sur le territoire. L'atlas des aquifères superficiels existants est connu et les possibilités de géothermie sur capteurs enterrés est réalisable à peu près partout. Les besoins de froid dans le tertiaire pourraient également favoriser le développement des systèmes sur aquifères superficiels.

A ce titre, l'intégration dans le calcul de la réglementation thermique du géocooling (technique qui consiste à utiliser directement la température du sous-sol pour le rafraîchissement) dans les performances des PAC géothermiques favoriserait le développement de cette filière.

b) Poursuivre l'amélioration des performances des équipements par l'innovation. La recherche et développement est essentiellement orientée vers l'amélioration des performances des équipements (COP) et la diminution de leur impact environnemental (remplacement des fluides frigorigènes notamment). Dans le cadre de la directive sur l'éco-conception des produits relatifs à l'énergie, un relèvement des performances des PAC mises sur le marché (COP saisonnier au lieu d'un COP nominal) a été introduit en septembre 2015, avec des exigences acoustiques.

Les fabricants travaillent aussi au développement d'équipements multifonctions et multi-énergies. Ainsi, les PAC hybrides associent le COP d'une PAC (de l'ordre de 3 à 3,5) avec un rendement de la chaudière gaz de l'ordre de 90%. La pompe à chaleur devient alors le générateur de chauffage

[42] L'arrêté du 19 décembre 2014 prolonge de 3 ans, soit jusqu'au 1er janvier 2018, la dérogation à la RT 2012 pour les logements collectifs.

principal et la chaudière existante fossile devient un générateur d'appoint. Si l'installation présente un surcoût, la conception en monobloc limite le surcoût lié à l'installation. L'enjeu de cette filière porte sur une baisse des coûts, aujourd'hui élevés.

Pour les pompes à chaleur géothermiques utilisées en géothermie très basse énergie, le COP est certes performant, mais une recherche de réduction des coûts et la mise au point de solutions packagées pour le particulier sont à développer. On peut également souligner le développement de la technologie de récupération d'énergie sur eaux usées via une pompe à chaleur.

c) Favoriser une meilleure prise en compte pour l'atteinte des objectifs européens. Le mode de calcul de la part EnR des pompes à chaleur est fixé par directive européenne. À ce jour, le manque d'informations sur la part des PAC aérothermiques air/air destinées au chauffage limite la prise en compte de la part EnR de ces équipements. Une amélioration des enquêtes et des études pourrait permettre de valoriser davantage ce type d'équipements pour l'atteinte des objectifs européens. D'autre part, une meilleure prise en compte à travers la directive européenne des solutions de rafraîchissement proposées par les pompes à chaleur géothermiques dans le collectif et le tertiaire (qui produisent en plus de la chaleur, du froid renouvelable) pourrait favoriser le développement de la filière.

d) Relever le défi de la qualification et de la formation. Plusieurs évolutions réglementaires vont permettre de dynamiser le marché des pompes à chaleur, notamment celui de la géothermie très basse énergie. Ainsi le cadre administratif de la géothermie très basse température a été récemment simplifié, et la réforme de la qualification des professionnels via le dispositif RGE (reconnu garant pour l'environnement) permet également de s'assurer de la compétence et de la reconnaissance du professionnel assurant l'installation du matériel. D'autre part, pour les PAC aérothermiques, la période de forte croissance du marché entre 2008 et 2010 a vu apparaître des contre-références sur les installations (mauvais dimensionnement, problèmes acoustiques…). Le marché s'est depuis assaini et la montée en formation et qualification des entreprises, notamment dans le cadre de la charte RGE et du dispositif d'éco conditionnalité, devrait encore améliorer la situation.

e) Améliorer la compétitivité et favoriser l'emploi dans cette filière. Le chiffre d'affaires de la filière pompes à chaleur en France en 2014 est de 2,4 milliards d'euros. Ce marché génère 24 000 emplois (fabrication, distribution, installation et maintenance). On compte 20 sites industriels en France. Si les PAC air/air de type Split de moins de 17kW sont essentiellement fabriquées en Asie, les PAC air/air dans le collectif sont assemblées essentiellement en Europe. Le marché des PAC air/eau est alimenté pour partie par des importations venues d'Asie et pour une part importante d'unités de production européennes, dont certaines situées en France. Le marché des PAC géothermiques ressort d'une production essentiellement européenne avec une production française significative, mais sur un marché au développement moins fort que celui des PAC aérothermiques (bien que pertinent économiquement). Une part majoritaire des 4000 emplois associés à la géothermie en France peut être imputée au secteur des pompes à chaleur géothermiques, dont plusieurs TPE ou PME. Enfin, le marché prometteur des PAC hybrides est essentiellement européen.

Objectifs chiffrés

Les objectifs de développement sont fixés en consommation finale de chaleur, on distingue ici les pompes à chaleur aérothermiques (qui regroupent les technologies air-air, air-eau, les PAC hybrides et les chauffe-eau thermodynamiques) et les pompes à chaleur géothermiques.

S'agissant d'une technologie mature, avec un potentiel d'évolution sur les marchés du neuf et de la rénovation, les objectifs de développement suivants ont été retenus pour les PAC :

	Objectif 2018	Objectif 2023 fourchette basse	Objectif 2023 fourchette haute
Consommation finale de chaleur renouvelable des pompes à chaleur	2200 ktep	2800 ktep	3200 ktep
- dont consommation finale de chaleur renouvelable des pompes à chaleur géothermiques	400 ktep	500 ktep	600 ktep

Les objectifs ainsi fixés sont ceux qui pourront être comptabilisés au titre de la directive européenne sur les énergies renouvelables[43]. A titre indicatif, ces objectifs pourraient correspondre dans le résidentiel individuel à un parc d'environ 2,2 millions de pompes à chaleur et chauffe-eau thermodynamiques en 2018 comptabilisés au titre de la directive sur les énergies renouvelables (soit une augmentation de 26% du parc par rapport à 2014) et un parc entre 2,7 et 2,9 millions de pompes à chaleur et chauffe-eau thermodynamiques en 2023 comptés au titre de l'atteinte de nos objectifs européens (soit une augmentation entre 54 à 71% du parc par rapport à 2014).

4.3.3 La géothermie basse et moyenne énergie

Objectifs quantitatifs
- ⇨ **Viser des objectifs de consommation de chaleur renouvelable produite à partir de géothermie de 200 ktep en 2018 et 400 à 550 ktep en 2023.**

Orientations
- ⇨ **Développer la géothermie basse et moyenne température sur les aquifères profonds peu connus et au-delà de l'Ile de France (via les réseaux de chaleur et l'usage direct).**
- ⇨ **Faciliter l'investissement (fonds de garantie…).**
- ⇨ **Poursuivre les efforts de R&D et la montée en puissance de la filière à l'international.**

Actions concrètes 2016-2017
- ⇨ **Veiller à la bonne mise en œuvre du fonds de garantie GEODEEP.**

Document de référence :
- ⇨ *Rapport Panorama énergies climat – Fiche géothermie - DGEC 2015.*
- ⇨ *Chiffres clés des énergies renouvelables - Edition 2015 – SOES.*
- ⇨ *Etude du marché de la géothermie en France en 2013– Edition 2014 – AFPG.*

Principe

La géothermie est l'exploitation de l'énergie thermique contenue dans le sous-sol, dans lequel la température augmente avec la profondeur. Il existe deux grands domaines de la géothermie : la production de chaleur et/ou la production de froid et la production d'électricité. La géothermie à usage exclusivement thermique consiste à exploiter les ressources à des températures allant de 10 à 15°C jusqu'à 90°C, voire parfois 100°C :

- La géothermie superficielle dite « très basse énergie » (moins de 30°C) exploite les premières dizaines de mètres sous la surface et trouve des applications principalement dans l'habitat collectif, le tertiaire et l'individuel ;
- La géothermie « basse énergie » (entre 30 et 90°C) utilise des ressources plus profondes (jusqu'à environ 2000m) ;
- Au-delà, dans les zones favorables on peut avoir de la géothermie « moyenne énergie » (plus de 90°C). Il s'agit dans ce cas d'une production centralisée qui valoriser directement la chaleur de ressources que l'on rencontre dans des aquifères situés entre 400m et 2500m de profondeur. Cette ressource est couramment utilisée pour le chauffage urbain via des réseaux de chaleur ou en usage direct (chauffage de serres, de piscines et d'établissements thermaux, l'aquaculture et le séchage…).

En fonction de la température de la ressource et du niveau de température des besoins thermiques, la chaleur peut être prélevée au moyen de pompes à chaleur (PAC). Le recours à des PAC est habituel pour la géothermie très basse énergie et occasionnel pour la basse énergie. Le présent chapitre traite uniquement de la géothermie « basse et moyenne énergie » sans recours à des pompes à chaleur. On parle également de production centralisée pour désigner les installations qui valorisent

[43] En effet la directive européenne recommande pour les pompes à chaleur d'ôter la consommation électrique à la production de chaleur. De plus, les PAC dont l'usage est dédié au refroidissement ainsi que les chauffe-eau thermodynamiques ne sont pas prises en compte.

directement la chaleur. La géothermie associée à des pompes à chaleur est traitée au chapitre précédent.

Consommation finale de chaleur

La production de chaleur renouvelable à partir de géothermie basse et moyenne énergie a atteint 113ktep en 2013, soit 48% de l'objectif du plan national d'action énergies renouvelables (23% de l'objectif 2020).

On constate une hausse très progressive depuis 2010 qui correspond à la mise en service de nouvelles installations géothermiques, comme celle de Marne-la-Vallée en 2012 ou diverses opérations de forage ou de rénovation sur des installations existantes. Plus de 80% de cette production géothermique alimente des réseaux de chaleur. Les 20% restants concernent des installations isolées telles des piscines, des thermes, des serres, etc.

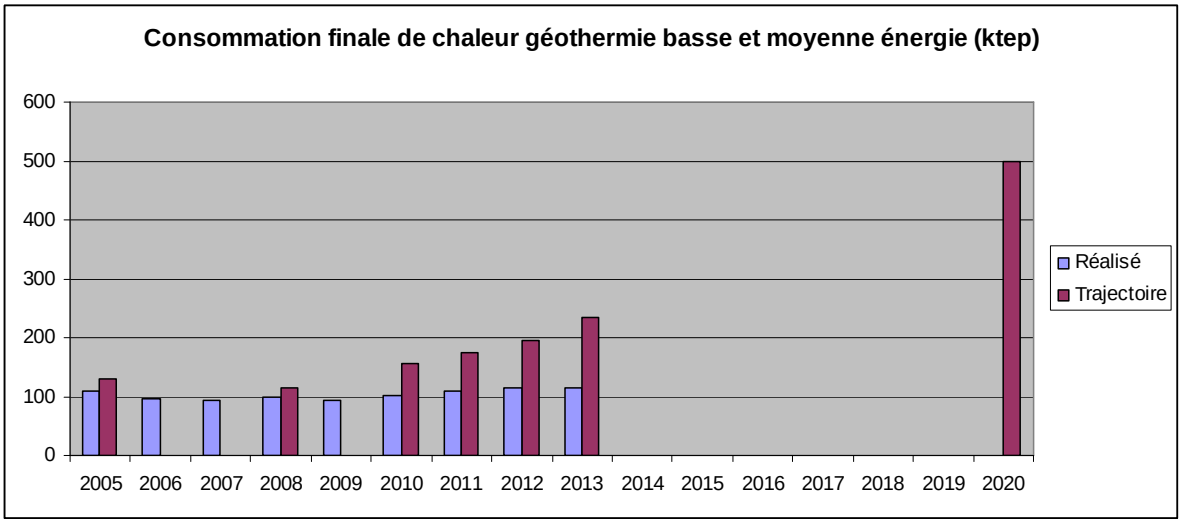


Figure 25. Consommation finale de chaleur géothermie basse et moyenne énergie

Principaux enjeux pour la filière

a) Développer les réseaux de chaleur géothermiques en Ile de France et valoriser des aquifères profonds peu connus. L'un des enjeux concerne le développement des réseaux de chaleur principalement en Ile de France avec une extension des réseaux géothermiques existants, la création de nouvelles opérations ou le passage en géothermie de réseaux ayant recours à des combustibles fossiles. Des aquifères profonds autres que le Dogger sont également un gisement à fort potentiel en Ile de France (les aquifères du Trias, du Lusitanien...) et dans le Bassin Aquitain, en régions Grand Est, Hauts-de-France et Provence-Alpes-Côte d'Azur.

La région Aquitaine possède le second potentiel géothermique français, derrière l'Ile de France : selon des études menées par le BRGM, 65% de la surface de la région a un fort potentiel en basse énergie. Les principales exploitations géothermiques se trouvent dans la région de Bordeaux, de Mont-de-Marsan et de Dax. Si le potentiel de l'Aquitaine est bien connu, il reste encore largement sous-exploité. Ainsi la création d'outils d'aide à la décision pour déterminer le potentiel exploitable des aquifères pour les opérations de basse et très basse température réalisé conjointement avec l'ADEME et le BRGM devrait permettre de mieux cibler les opérations à mener en priorité.

Les aides du Fonds chaleur permettent d'accompagner les opérations de valorisation thermique de ressources géothermales profondes, de la réalisation d'un doublet ou d'un triplet à la création ou l'adaptation d'un réseau de chaleur associé. D'autres opérations spécifiques sont éligibles, comme la réalisation d'ouvrages sur des aquifères profonds peu connus.

b) Accompagner la filière par des dispositifs financiers adaptés aux risques générés. Si les coûts de production de la chaleur géothermique « profonde » sont compétitifs car il s'agit d'une filière mature (de l'ordre de 50€/MWh), les investissements à consentir lors de la phase de forage sont en revanche élevés et nécessitent un fort apport capitalistique. Des outils ont été mis en place depuis

plusieurs années pour accompagner ce type d'opérations (fonds de garantie) et garantir à la fois le risque à court terme lié au forage et le risque long terme d'évolution de la ressource en cours d'exploitation. Une garantie complémentaire pour l'exploration de nouveaux aquifères en Aquitaine est également en projet ainsi que le fonds GEODEEP pour accompagner les opérations de géothermie profonde. Il convient de veiller à pérenniser ces dispositifs et à s'assurer de leur bonne adaptation aux risques générés.

c) Poursuivre la structuration de la filière au niveau de la qualité et des compétences. Le chiffre d'affaires total de la filière est estimé à 0,48 milliard d'euros pour l'année 2012 et représente 4000 emplois directs au minimum. Depuis plusieurs années, la filière française poursuit sa structuration et multiplie les activités de promotion, formation et sensibilisation à l'utilisation des différentes formes de géothermie. En termes de qualité, des travaux ont été menés pour offrir des garanties au maître d'ouvrage en lui assurant que son installation géothermique sera réalisée suivant des critères de qualité qui encadrent les pratiques des professionnels. Ce travail doit être poursuivi.

d) Adapter et simplifier le cadre réglementaire applicable (notamment le code minier) aux projets de géothermie à haute ou basse température afin de mieux prendre en compte l'émergence de nouvelles approches industrielles. A titre d'exemple, actuellement les gîtes géothermiques à haute température (plus de 150°C) sont distingués des gîtes basse température (moins de 150°C) pour lesquels les procédures d'obtention du titre minier diffèrent. Cette limite de 150°C s'expliquait jusqu'ici par un usage différent de la ressource (usage électrique au-delà de 150°C et usage thermique en deçà). Une révision du niveau de ce seuil ainsi que d'autres adaptations du cadre actuel seront mises en œuvre, après concertation avec les acteurs du domaine.

e) Poursuivre les efforts en matière de recherche et développement. Les efforts de recherche et développement doivent se poursuivre pour la filière, notamment autour de la filière EGS (acronyme pour "Enhanced Geothermal Systems" ou "Engineered Geothermal Systems"), mais également pour développer l'utilisation des réservoirs géothermiques pour le stockage de chaleur inter saisonnier. Dans ce cadre, le développement de réseaux de froid géothermiques est un enjeu car ils permettent de prélever l'excès de chaleur en été et de la stocker dans le sous-sol afin de l'utiliser en hiver.

Objectifs

A court terme, les projets de géothermie sur réseaux situés en Ile de France ainsi que le fonds de garantie mis en place en Aquitaine laissent penser que cette filière se développera progressivement. La géothermie a aussi vocation à alimenter les réseaux de chaleur pour lesquels la loi de transition énergétique pour la croissance verte a fixé l'objectif de multiplier par 5 la quantité de chaleur et de froid renouvelable et de récupération livrée d'ici 2030.

	Objectif 2018	Objectif 2023 fourchette basse	Objectif 2023 fourchette haute
Consommation finale de chaleur renouvelable géothermie basse et moyenne énergie	200ktep	400ktep	550ktep

4.3.4 Le biogaz

Objectifs quantitatifs

- ⇨ **Viser des objectifs de consommation de chaleur renouvelable produite à partir de biogaz de 300 ktep en 2018 (dont 30% par injection de biogaz dans les réseaux), et 700 à 900 ktep en 2023 (dont 45 à 47% par injection de biogaz dans les réseaux).**

Orientations

- ⇨ **Orienter et développer la filière méthanisation vers les solutions de valorisation énergétique les plus pertinentes (chaleur, cogénération, injection…).**
- ⇨ **Poursuivre l'amélioration de qualité, performance et bon fonctionnement des méthaniseurs.**

Actions concrètes 2016-2017

- ⇨ **Instruction et suivi de l'appel à projet pour le développement de 1500 méthaniseurs.**

Document de référence :

- ***Rapport Panorama énergies climat – Fiche biomasse énergie – Edition 2015 – DGEC***
- ***Chiffres clés des énergies renouvelables – Edition 2015 – SOES***
- ***Etude de marché de la méthanisation et des valorisations du biogaz – 2010 - Ernst&Young pour le compte de l'ADEME et de GRDF***

Principe

Le biogaz est produit lors de la méthanisation des déchets, qui est un procédé biologique naturel de dégradation de la matière organique par des bactéries, en l'absence d'oxygène.

Plusieurs types d'installations permettent de produire le biogaz : les méthaniseurs d'ordures ménagères, les installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND), les digesteurs de boues d'épuration des stations d'épuration, les méthaniseurs agricoles (ou méthaniseurs à la ferme), la méthanisation « centralisée » ou « territoriale » (réalisée par des unités de grande taille traitant des effluents agricoles et des déchets du territoire) et la méthanisation industrielle (essentiellement dans les secteurs de l'agro-alimentaire, la chimie et la papeterie).

En fonction des conditions locales, le gaz ainsi produit peut bénéficier d'une valorisation énergétique par : injection du biogaz dans les réseaux de gaz naturel, production de chaleur seule, production d'électricité seule, cogénération avec production conjointe de chaleur et d'électricité ou transformation en biométhane carburant.

Le biogaz issu des installations de stockage de déchets non dangereux produit principalement de l'électricité en raison de l'éloignement de ces décharges des zones d'habitation, il peut toutefois être valorisé en cas d'industrie consommatrice de chaleur à proximité. Le biogaz issu d'effluents agricoles, de boues d'épurations urbaines, d'effluents industriels ou d'ISDND produit principalement de la chaleur.

Consommation finale de chaleur

La consommation finale de chaleur produite à partir de biogaz a atteint 106ktep en 2013 et affiche un retard par rapport à la trajectoire fixée par le PNA ENR (73% de l'objectif 2013 et 19% de l'objectif 2020). 430 projets ont été aidés financièrement par l'ADEME (hors ISDND) sur la période 2009-2014 dont 26 projets avec une valorisation thermique du biogaz ou d'injection dans le réseau, via le Fonds déchets ou le Fonds chaleur.

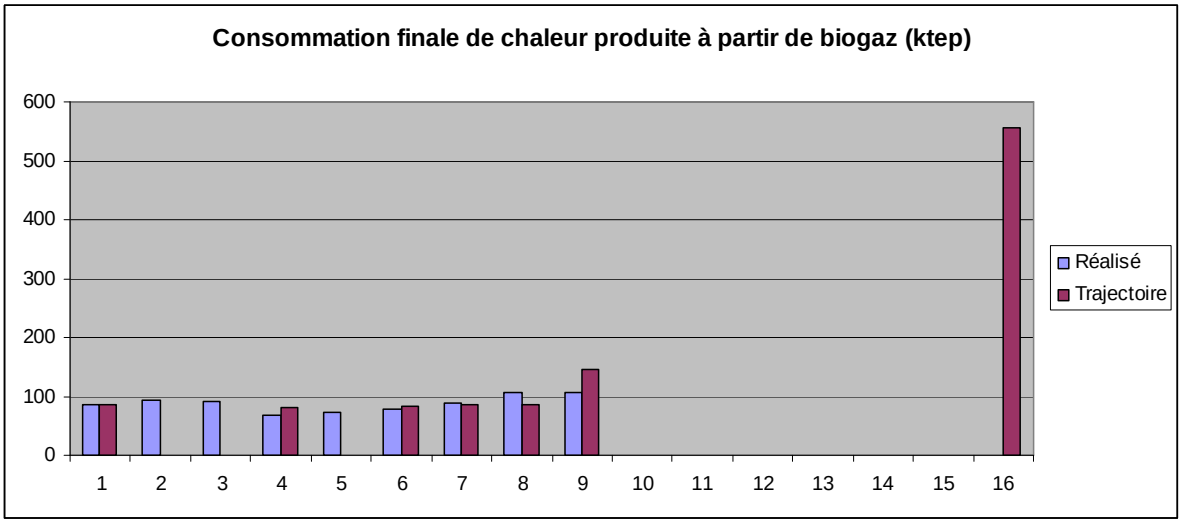


Figure 26. Consommation finale de chaleur produite à partir de biogaz

Principaux enjeux pour la filière

Les enjeux relatifs à la valorisation électrique et à l'injection dans le réseau de gaz sont évoqués aux points 1.1.5 et 2.3.1.

a) Améliorer les conditions de financement des projets. Le financement des projets est un enjeu pour le développement de la filière. En effet, les prix des déchets sont volatils et rendent difficiles les estimations des études de faisabilité. C'est le cas également des coûts de réparation, maintenance et contrôle qui sont parfois plus élevés que prévu au départ. Le risque de ne pas atteindre la production prévue est également un frein potentiel. On constate des difficultés d'estimation au moment du montage des projets et des financements difficiles à boucler. Ainsi, sur une centaine de dossiers contractualisés par l'ADEME chaque année, environ 7% sont abandonnés, essentiellement pour des raisons de financement. L'un des enjeux de la filière porte donc sur l'amélioration de la méthodologie du montage de projet et la facilitation de l'investissement. Par ailleurs, les dispositifs de soutien ont permis le décollage de la filière. L'évolution des différents systèmes d'aide mais aussi une optimisation des coûts constituent un enjeu pour la poursuite du développement de la filière.

b) Simplifier les procédures administratives et favoriser la faisabilité des projets. Les tonnages et la nature des déchets déterminent le cadre et la procédure réglementaire qui seront appliqués au projet. La combustion du biogaz et le procédé de méthanisation sont soumis à la législation des installations classées pour la protection de l'environnement. Dans le souci de simplification administrative, une expérimentation d'autorisation unique pour les installations de méthanisation et les installations de production d'électricité ou de biométhane à partir de biogaz a été mise en place depuis mai 2014 dans 7 régions. L'autorisation unique vaut autorisation notamment au titre des installations classées, du permis de construire, du défrichement, des espèces protégées et du Code de l'Energie. Une telle disposition, en cours de généralisation, permet de faciliter les démarches administratives des porteurs de projet.

A l'issue de la procédure d'autorisation, des prescriptions techniques s'appliquent sur les installations de méthanisation et peuvent conduire à la mise en place d'équipements de traitements spécifiques. Un guide des bonnes pratiques à destination des porteurs de projet a été élaboré par le club biogaz afin de limiter les nuisances. L'information des riverains et la communication vis-à-vis des populations locales est un facteur clé de succès pour un projet.

c) Favoriser l'innovation pour les débouchés chaleur. La valorisation énergétique et surtout thermique du biogaz ne peut se faire qu'à proximité des lieux de consommation mais les sites de production sont souvent éloignés des villes, ce qui explique partiellement pourquoi la part de chaleur est moins importante que la valorisation en électricité (en 2012, le biogaz a produit 196ktep dont 56% sous forme d'électricité et 44% sous forme de chaleur). Il est pourtant possible d'effectuer une valorisation sur place, pour des besoins de process par exemple. Il est possible également d'effectuer cette valorisation ailleurs que sur le site de production, soit en réalisant des réseaux de chaleur destinés au chauffage collectif ou à des usages industriels, soit en injectant le biogaz produit dans des réseaux de gaz naturel, lorsqu'ils sont situés à proximité.

Concernant la valorisation dans des réseaux de chaleur, il est possible d'alimenter des clients éloignés, en priorité des clients qui consomment la chaleur toute l'année et en continu. C'est le cas par exemple de l'utilisation du biogaz pour des usages industriels soit directement sous forme de gaz, soit après transformation en chaudière sous forme de vapeur ou d'eau chaude (industries agro-alimentaires par exemple) ou des piscines collectives.

Par ailleurs, le biogaz épuré devient du biométhane qui peut être injecté dans les réseaux de gaz naturel. La valorisation du gaz sur réseau présente des perspectives de développement intéressantes, il s'agit d'une filière en cours de développement pour laquelle les producteurs de biométhane bénéficient d'un tarif d'achat. Pour assurer le bon développement de la filière, il importe d'orienter la valorisation du biogaz vers la solution la plus pertinente (besoin local de chaleur, injection réseau…) après une analyse au cas par cas (bilan carbone, bilan économique…).

d) Structurer la filière. La filière méthanisation est une filière encore globalement émergente qui connaît cependant différents stades de développement selon le secteur. Dans le contexte de valorisation de ces secteurs, une optimisation du fonctionnement des installations par capitalisation des connaissances est nécessaire. La construction d'un modèle industriel est également à promouvoir. Pour accompagner ces développements, la formation est un enjeu. En termes d'emploi, le syndicat des énergies renouvelables estime que la filière biogaz génèrera 16 000 emplois d'ici 2020, dont 5000 directs. En 2014, on recensait 1700 emplois directs. Par ailleurs, sur le segment de la méthanisation agricole, on estime que dans l'hypothèse de la création de 1000 installations supplémentaires en 2020 d'une puissance moyenne de 300kWe, on pourrait évaluer le nombre d'emplois créés entre 2000 et 3000.

Objectifs

Les potentiels de valorisation du biogaz sont importants. Il a été considéré dans le plan national d'action énergie renouvelable que les volumes de biogaz injectés sur le réseau de gaz naturel, dont la valorisation finale (électricité, chaleur ou carburant) n'étaient pas déterminés finement, seraient principalement utilisés pour la production de chaleur. Aussi, les objectifs de développement fixés par la PPE intègrent une part importante du biométhane injecté dans les réseaux (à hauteur de 60%) :

	Objectif 2018	Objectif 2023 fourchette basse	Objectif 2023 fourchette haute
Consommation finale de chaleur renouvelable à partir de biogaz	300ktep dont 210ktep par production de chaleur et 90ktep par injection de biogaz dans les réseaux (ces 90ktep sont donc inclus dans l'objectif global biométhane injecté)	700ktep dont 385ktep par production de chaleur et 315ktep par injection de biogaz dans les réseaux (ces 315ktep sont donc inclus dans l'objectif global biométhane injecté)	900ktep dont 477ktep par production de chaleur et 423ktep par injection de biogaz dans les réseaux (ces 423ktep sont donc inclus dans l'objectif global biométhane injecté)

4.3.5 Le solaire thermique

Objectifs quantitatifs

- ⇨ **Viser des objectifs de chaleur renouvelable produite à partir de solaire thermique de 180 ktep en 2018 (dont 80 ktep pour l'individuel), et 270 à 400 ktep en 2023 (dont 90 à 120 ktep pour l'individuel).**

Orientations

- ⇨ **Donner de nouvelles perspectives de croissance au solaire thermique sur les secteurs industriel et collectif.**
- ⇨ **Réduire les coûts et améliorer la performance des systèmes.**
- ⇨ **Favoriser le développement de solutions hybrides de type pompe à chaleur/solaire.**
- ⇨ **Renforcer les exigences de la réglementation thermique dans le résidentiel individuel et dans le collectif et le tertiaire en favorisant les systèmes avec une performance élevée.**
- ⇨ **Développer le monitoring et optimiser les coûts de maintenance.**
- ⇨ **Développer la formation et la montée en compétence des professionnels.**

Actions concrètes 2016-2017

- ⇨ **Mettre en place les projets sélectionnés dans le cadre de l'appel à projet « grandes installations solaires thermiques » de l'ADEME.**
- ⇨ **Contrôler la bonne mise en place de l'étiquette énergie sur tous les appareils de chauffage et de production d'eau chaude (obligatoire depuis septembre 2015).**

Document de référence :

- ⇨ ***Rapport panorama énergies climat – Fiche les énergies solaires Edition 2015 – DGEC***
- ⇨ ***Chiffres clés des énergies renouvelables – Edition 2015 – SOES***
- ⇨ ***Analyse de la compétitivité et du développement de la filière solaire thermique en France – septembre 2013 – Ernst&Young, TECSO, Uwe Trenkner pour l'ADEME***

Principe

La technologie du solaire thermique permet d'assurer soit la production d'eau chaude sanitaire exclusivement ou la production conjointe d'eau chaude sanitaire et de chauffage. Un équipement so-

laire n'assure jamais 100% des besoins et nécessite un complément, soit sous forme de mode de chauffage principal soit sous forme d'appoint.

La technologie la plus commune pour la production d'eau chaude sanitaire est celle d'un capteur plan associé à un ballon de stockage de l'eau chaude par circulation forcée avec échangeur, elle permet de couvrir environ 50 à 60% des besoins d'eau chaude sanitaire en moyenne sur une année : il s'agit du chauffe-eau solaire individuel (CESI).

Le système solaire combiné (SSC) assure la production d'eau chaude sanitaire et le chauffage à l'usage des particuliers, le plancher chauffant étant l'émetteur le plus adapté. Le taux de couverture des besoins thermiques par les systèmes combinés se situe entre 15 et 50%.

Enfin, sur le marché de l'eau chaude solaire collective, l'équipement est le plus souvent dimensionné pour fournir 40 à 60% des besoins.

Consommation finale de chaleur

La consommation finale de chaleur à partir de solaire thermique est de 87ktep en 2013 en métropole (pour un parc en activité de près de 2 millions de m^2). Pour la comparaison avec les objectifs du PNA, il est nécessaire de prendre en compte également les DOM, ce qui correspond à une surface totale d'environ 2,6 millions de m^2 de capteurs et une production annuelle de 145ktep.

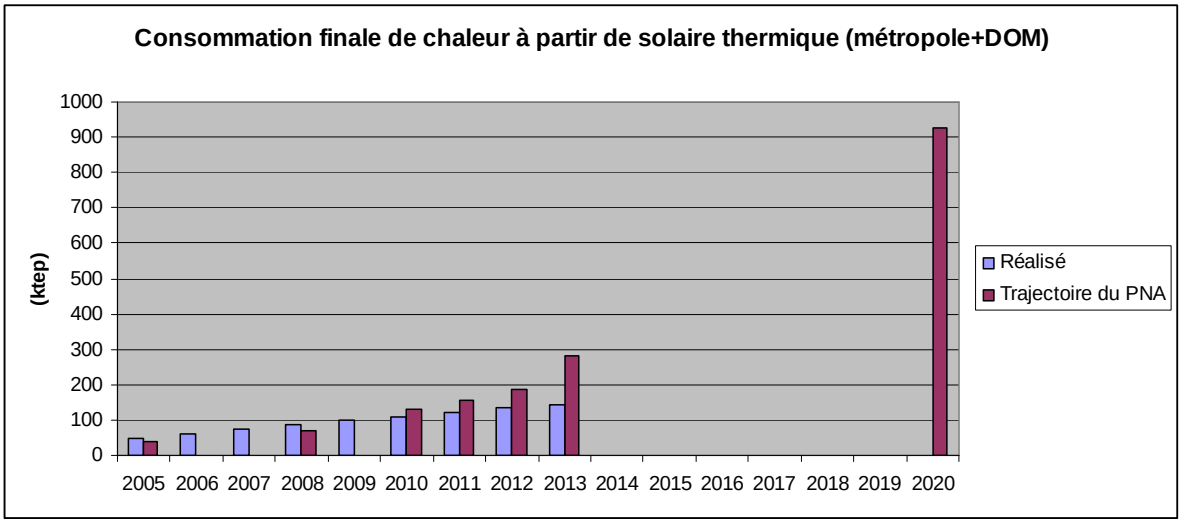


Figure 27. Consommation finale de chaleur produite à partir de solaire thermique

La filière solaire thermique affiche un retard par rapport à la trajectoire du PNA en vue d'atteindre les objectifs fixés pour 2020. En 2013, seul 52% de l'objectif a été réalisé (15,6% de l'objectif 2020) et le retard s'accentue depuis 2010.

Le retard est davantage marqué pour la filière du solaire thermique individuel qui réalise 7% de l'objectif 2020 que pour le solaire collectif qui atteint 24% de l'objectif 2020, mais avec un objectif fixé beaucoup plus modeste. En effet, si le parc installé et la production continuent d'augmenter, les surfaces installées annuellement diminuent pour tous les types d'équipements (chauffe-eau individuels, marché du collectif et du tertiaire).

Les principaux enjeux pour la filière

a) Améliorer la règlementation pour favoriser le développement de la filière. Dans le secteur de la maison neuve, la mise en œuvre de la réglementation thermique (RT 2012) applicable à tous les permis de construire depuis le 1er janvier 2013 et qui intègre pour la première fois l'obligation d'utilisation des énergies renouvelables dans les normes de construction, est de façon générale favorable pour le marché du solaire thermique. Le solaire thermique est en concurrence avec certains équipements dont le coût d'installation est moindre et qui remplissent également les critères de

la RT 2012. Un renforcement des critères réglementaires permettrait de valoriser les équipements solaires plus performants.

Sur le marché du neuf collectif et tertiaire, l'absence d'obligation d'énergies renouvelables dans la RT 2012 pour les logements collectifs et la décision de prolonger dans le tertiaire la dérogation relative à l'obligation de performance énergétique des bâtiments fixée à 50kWh d'énergie primaire par m^2 et par an jusqu'en 2017 freinent le développement du solaire thermique.

Ainsi, l'un des enjeux pour le développement du solaire thermique individuel porte sur le renforcement de la réglementation thermique à la fois dans le résidentiel individuel et dans le collectif et le tertiaire, favorisant les systèmes avec un coefficient de performance (COP) élevé.

b) Améliorer la qualité et diminuer les coûts. L'un des enjeux pour le développement du solaire thermique porte sur la poursuite des efforts de baisse des coûts. La structuration du marché et l'optimisation des systèmes ont permis de diminuer de 20 à 25% le coût du matériel ces cinq dernières années. Des efforts doivent encore être réalisés sur les coûts d'installation encore élevés. Le développement de solutions à grande échelle dans l'industrie devrait se répercuter également sur le prix du solaire thermique individuel et collectif.

Dans le secteur individuel, la filière est structurée, et des certifications ont été mises en place sur les capteurs et sur l'installation. La filière doit monter en compétence dans le collectif. Elle doit également gérer les contres références qui ont pu être observées par le passé dues à des problèmes de conception, de mise en œuvre ou d'exploitation. A cette fin, des formations doivent être mises en place et la gestion du passif est nécessaire pour améliorer l'image de la filière.

c) Contrôler la bonne mise en place de l'étiquette énergie. Présente depuis 1994 sur de nombreux appareils consommateurs d'énergie, l'étiquette énergie est obligatoire depuis septembre 2015 sur tous les appareils de chauffage et de production d'eau chaude. La directive 2010/30/CE fixe le cadre réglementaire, avec pour but d'orienter le consommateur vers les produits les plus performants sur le plan énergétique et d'autres aspects environnementaux (exemple : eau) ou techniques. Cette nouvelle obligation réglementaire va ainsi permettre de favoriser les équipements les plus performants.

d) Favoriser la recherche et développement et les innovations. Le développement des systèmes hybrides constitue un enjeu fort pour la filière qui permettra encore d'améliorer la performance. Plusieurs types d'hybridations sont en cours de développement avec le gaz, la biomasse ou les pompes à chaleur. Des perspectives importantes existent sur l'utilisation du solaire thermique pour alimenter un réseau de chaleur. Il s'agit d'une pratique déjà courante dans les pays nordiques qu'il convient de développer. Enfin, le développement d'applications est en cours et permettra notamment de détecter d'éventuels dysfonctionnements à distance. D'autres innovations sont encore au stade de recherche et développement comme le rafraîchissement solaire qui consiste à utiliser des capteurs solaires pour fournir de la chaleur qui est dirigée vers une machine à absorption. Ce type d'installation présente des premiers résultats très intéressants en termes de performance énergétique, mais le coût d'investissement est encore trop élevé par rapport à des systèmes classiques. L'innovation en termes de modèles d'affaires et d'offres de financement pour faciliter l'accès et l'investissement des usagers devra également se développer.

e) Tenir compte des enjeux spécifiques à l'industrie et l'agriculture. La filière doit mettre en œuvre des stratégies de conquête de nouveaux marchés, notamment dans l'industrie et l'agriculture. Les perspectives de développement du solaire thermique dans l'industrie reposent sur le fait que 30% des besoins de l'industrie en chaleur sont inférieurs à 200°C (agroalimentaire, papier carton…) et que le solaire permet le stockage de chaleur. Les principaux freins qui limitent le développement de cette source d'énergie tiennent aux contraintes industrielles, tant en termes de puissance qu'en termes de disponibilité de la source (l'industrie ayant besoin de fonctionner en continu). Les projets qui voient le jour aujourd'hui misent sur l'hybridation du solaire thermique avec d'autres formes d'énergie, voire sur le stockage.

Outre l'industrie, le développement du solaire thermique sur réseaux de chaleur est également une cible à fort potentiel de développement.

A côté des secteurs de l'agro-alimentaire, du papier carton, d'autres secteurs tertiaires comme les brasseries sont les candidats idéaux car elles ont besoin d'énormément de chaleur basse température (de 25° à 105°C). A cet effet, le projet européen Solar Brew (2012-2016) effectue un suivi sur 3

brasseries, afin de déterminer les meilleures pratiques dans la perspective d'un déploiement à grande échelle du solaire dans ce secteur.

Parmi les freins au développement du solaire dans l'industrie figure l'investissement élevé à consentir. La majorité des investissements se situent dans une fourchette allant de 0,5 à 5 millions d'euros pour l'installation solaire thermique, et des innovations en modèles d'affaire et d'offres de financement pour l'industrie seront à développer.

f) Favoriser la compétitivité et l'emploi. Ce secteur est exportateur net avec une très forte valeur ajoutée en France. La filière industrielle française produit plus que les besoins du marché. Il convient de donner des signaux positifs permettant de relancer le marché et de relancer les investissements industriels pour envisager une offre industrielle packagée, voire même adossée à des garanties de bon fonctionnement et de performance avec contrat de maintenance.

Objectifs

La filière est entrée dans une phase de réorientation de ses débouchés. Si des perspectives existent dans le résidentiel individuel et le collectif en cas de renforcement de la réglementation thermique, notamment sur le marché de la rénovation, la conquête de nouveaux marchés peut se faire du côté des applications industrielles et de la connexion de champs de capteurs solaires thermiques aux réseaux de chaleur. La généralisation de ces installations de grande puissance contribuerait ainsi à diminuer fortement les coûts de production et le développement de solutions hybrides pourrait contribuer au développement de la filière.

	Objectif 2018	Objectif 2023 fourchette basse	Objectif 2023 fourchette haute
Consommation finale de chaleur renouvelable solaire thermique	180ktep	270ktep	400ktep
- Dont solaire thermique individuel	80ktep	90ktep	120ktep
- Dont solaire thermique collectif, tertiaire et industriel	100ktep	180ktep	380ktep

4.3.6 La cogénération à haut rendement

Orientations

- ⇨ **Veiller à la bonne efficacité énergétique des projets de cogénération.**
- ⇨ **Veiller au bon dimensionnement des projets par rapport au besoin en chaleur.**

Actions concrètes 2016-2017

- ⇨ **Mise en œuvre de l'arrêté tarifaire relatif aux petites installations de cogénération.**

Document de référence :

- ⇨ ***Bilan énergétique de la France pour 2014 – SOeS, Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie.***
- ⇨ ***Analyse du potentiel national pour l'application de la cogénération à haut rendement - DGEC – 2010.***

Les centrales de cogénération ont produit 4,1Mtep de chaleur en 2013 et 63% de la chaleur produite a été autoconsommée[44]. La moitié de la chaleur produite par cogénération l'a été en brûlant du gaz naturel.

(Données non corrigées des variations climatiques)	Chaleur issue de la cogénération (Mtep)

[44] Source bilan de l'énergie pour 2014 - SOES

Production totale	**4,106**
Charbon	0,269
Produits pétroliers	0,432
Gaz naturel	1,946
Autres combustibles	1,459
Dont : déchets urbains	*0,682*
résidus de papeterie, liqueur noire	*0,328*
bois et déchets de bois	*0,233*
biogaz	*0,085*

Tableau 6. Enquête sur la production d'électricité, SOeS

Au regard de la nécessité de favoriser les projets cogénération à haute efficacité énergétique, la directive européenne n°2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique fixe un rendement minimal pour qualifier une cogénération haut rendement (cette qualification permettant les aides d'Etat). Au regard de ces exigences et pour favoriser les projets avec un débouché chaleur, un rendement thermique minimum des futurs projets de cogénération est à rechercher.

Par ailleurs, l'installation thermique est à concevoir selon une disponibilité annuelle (et non pas uniquement sur la période de chauffe). Pour le bon dimensionnement d'un projet, celui-ci doit être dimensionné en priorité sur les besoins en chaleur.

La cogénération gaz occupe une place importante dans le mix énergétique des réseaux de chaleur. Ainsi, 43% des réseaux sont équipés d'une cogénération et la cogénération gaz naturel représente 17% de l'énergie thermique des réseaux en 2013[45]. Si le quintuplement des livraisons de chaleur renouvelable s'accompagnera d'une diminution des consommations en énergies fossiles, il y aura un besoin de combustible en semi-base et en pointe (les EnR&R étant mobilisées pour répondre aux demandes de base). Dans ce contexte, les solutions à haut rendement comme explicité ci-dessus sont à privilégier.

4.3.7 La chaleur de récupération

Recommandations / objectifs

- ⇨ **Développer la récupération de chaleur fatale industrielle.**
- ⇨ **Valoriser l'énergie fatale des datacenters et la récupération de chaleur sur eaux usées.**
- ⇨ **Poursuivre l'amélioration de l'efficacité énergétique unités de valorisation énergétique, ainsi que le raccordement des unités d'incinération à des réseaux de chaleur.**

Actions concrètes 2016-2017

- ⇨ **Elargir le Fonds chaleur à la récupération de chaleur fatale.**
- ⇨ **Rendre obligatoires des analyses coûts-avantages individuelles pour étudier l'opportunité de valoriser la chaleur fatale industrielle par un réseau de chaleur.**
- ⇨ **Réaliser les audits énergétiques obligatoires pour les entreprises (hors PME).**

Document de référence :

- ⇨ ***Etude « la chaleur fatale industrielle » - Mars 2015 – ADEME.***

Principe

La chaleur de récupération, ou chaleur fatale, est la chaleur générée par un procédé qui n'en constitue pas la finalité première, et qui n'est pas récupérée[46]. Les sources de chaleur fatale sont très diversifiées, il peut s'agir de sites de production industrielle, de bâtiments tertiaires d'autant plus émetteurs de chaleur qu'ils en sont fortement consommateurs (comme les hôpitaux), des datacen-

[45] Source enquête annuelle des réseaux de chaleur 2013- SNCU

[46] Ainsi, la chaleur issue de la cogénération dont le but est de produire simultanément de la chaleur et de l'électricité n'est pas considérée comme une chaleur de récupération – Bulletin officiel BOI 3-C-107n°32 du 8 mars 2007 sur les conditions d'application de la TVA réduite sur les livraisons d'énergie calorifique

ters, ou encore des sites d'élimination des déchets comme les unités de valorisation énergétiques des déchets, sous l'angle de leur partie non renouvelable[47] et les unités d'incinération des déchets autres que ménagers.

La valorisation de cette chaleur de récupération peut ensuite se faire sur le site lui-même pour des besoins propres (séchage, préchauffage, chauffage des locaux…), pour répondre à des besoins de chaleur d'entreprises situées à proximité (réseau entre deux entreprises) ou pour des besoins de chaleur d'un territoire (réseau de chaleur urbain) ou enfin pour la production d'électricité.

La quantité de chaleur de récupération actuellement valorisée est difficile à estimer, on peut cependant se baser sur l'enquête annuelle des réseaux de chaleur et de froid qui fait état en 2013 de 227GWh de chaleur de récupération industrielle véhiculée par les réseaux (soit 1% de la quantité totale de chaleur des réseaux). La quantité de chaleur issue des unités d'incinération est de 7400GWh (soit 25% de la quantité totale de chaleur des réseaux), mais cette part comprend à la fois la part renouvelable (50% de la part des déchets ménagers) et la part non renouvelable qui peut être considérée comme de la chaleur de récupération.

Principaux enjeux pour la filière

a) Exploiter le potentiel de développement de la filière dans le secteur de l'industrie. L'industrie représente 21% de la consommation d'énergie nationale. Le premier enjeu de l'industrie porte sur l'efficacité énergétique. Si l'effort est à poursuivre pour réduire les consommations, la valorisation des énergies fatales doit également être mise en œuvre. Une étude réalisée par l'ADEME[48] a permis d'estimer un potentiel de chaleur fatale de 51TWh en France, dont 20% du gisement situé à proximité de réseaux de chaleur existants. L'analyse coûts avantages rendue obligatoire par la réglementation[49] en application de la directive efficacité énergétique, permet d'étudier au cas par cas la possibilité et l'opportunité de valoriser la chaleur fatale industrielle. Il conviendra de lever deux freins au développement de la valorisation de la chaleur fatale, d'une part le coût encore élevé de l'investissement dans les équipements de récupération et de raccordement au réseau, et d'autre part la difficulté pour les industriels à s'engager sur une longue période de temps à fournir de la chaleur à un réseau.

b) Améliorer la performance des unités d'incinération de déchets. L'incinération représente aujourd'hui 33% du traitement des déchets. Il existe actuellement 126 installations en fonctionnement qui incinèrent 14 000 tonnes de déchets ménagers. En 2013, la production totale d'énergie issue des unités de valorisation énergétique s'est élevée à 12TWh, dont un tiers sous forme d'électricité et deux tiers sous forme de chaleur. 15% de cette chaleur est autoconsommée par les sites et 85% est exportée soit vers des réseaux de chaleur (85%) soit vers les sites industriels (15%)[50].

L'efficacité énergétique des sites peut progresser au travers de l'amélioration des rendements. Le raccordement de sites actuellement non raccordés pourra aussi se poursuivre. De plus, le plan national « déchets » 2020-2025 prévoit une réduction de 50% de la mise en stockage des déchets non dangereux. Le gisement des déchets à valoriser pourrait donc être à la hausse et générer des possibilités de récupération de chaleur fatale, moyennant l'adaptation des moyens de combustion, ce qui représente des investissements conséquents.

c) Exploiter de nouveaux gisements (datacenters, les eaux usées). Les datacenters constituent un autre exemple de potentiel inexploité. Les datacenters situés en région parisienne représentent plus de la moitié du parc français, ils constituent des quantités potentiellement importantes d'énergie mobilisable. Ainsi, l'ADEME Ile de France et la DRIEE ont lancé une étude visant à évaluer le gisement potentiel exploitable de chaleur fatale en Ile de France, et notamment la récupération de la chaleur issue des datacenters et des eaux usées. Un autre potentiel inexploité référencé dans le cadre des SRCAE vise la récupération de chaleur à partir d'eaux usées (eaux de lavage notamment, cuisine, salle de bain), grâce à l'installation d'échangeurs sur les connecteurs de réseaux d'assainissement, sous voirie ou au niveau des stations d'épuration. Dans les grandes agglomera-

[47] La production d'énergie des unités de valorisation énergétique des déchets ménagers est considérée pour moitié comme renouvelable au titre de la directive sur les énergies renouvelables.
[48] La chaleur fatale industrielle – Connaître pour agir – 2015 - ADEME
[49] Décret du 14 novembre 2014 et arrêté du 9 décembre
[50] Source FEDENE

tions, avec présence de réseaux de chaleur, ces récupérations peuvent constituer des priorités pour le développement des énergies renouvelables et de récupération.

Objectifs

Les objectifs relatifs à la chaleur de récupération sont abordés dans la partie réseaux de chaleur et de froid puisqu'il s'agit d'un des principaux modes de valorisation. Le graphe ci-dessous reprend les perspectives de développement aux horizons de la PPE pour la valorisation de la chaleur fatale dans les réseaux, et la valorisation de la chaleur issue des UVE (part renouvelable et part récupérable confondues), au regard de l'ensemble de la chaleur renouvelable et de récupération livrée par les réseaux :

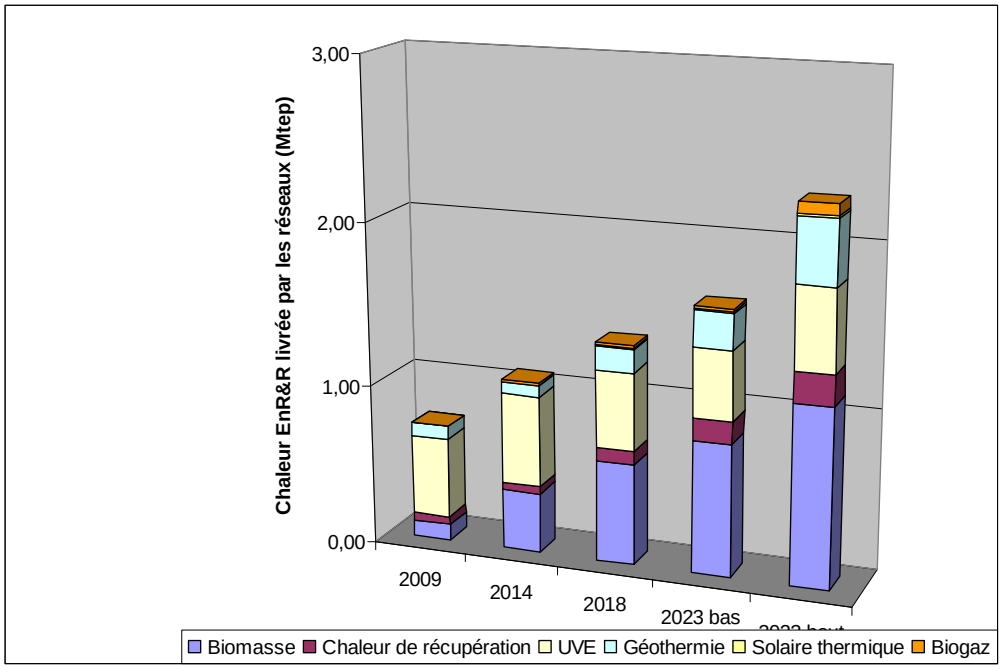


Figure 28 : Perspectives de développement pour la chaleur renouvelable et de récupération livrée par les réseaux

5 L'équilibre demande et offre de biomasse

Recommandations

- ⇨ **Mobiliser davantage les ressources en biomasse dans le respect d'une gestion durable des zones forestières et agricoles, et dans le respect de critères de durabilité, en articulation avec la stratégie nationale de mobilisation de la biomasse et le programme national forêt-bois.**
- ⇨ **Reconnaître le principe de priorisation des usages du bois en fonction de leur efficacité, en favorisant l'utilisation du bois comme matériau, puis en termes de bois-énergie la production de chaleur par rapport à la production d'électricité.**

Actions concrètes 2016-2017

- ⇨ **Pérenniser les appels à manifestation d'intérêt Dynamic Bois en faveur de la mobilisation de la biomasse, et mettre en œuvre les projets lauréats des deux premiers AMI : les 43 lauréats vont permettre d'alimenter en partie les chaufferies soutenues par le Fonds chaleur à hauteur de 3 millions de tonnes et d'améliorer la qualité des peuplements sur près de 40 000 ha.**

- ⇨ **Publier le Programme national forêt-bois en 2016 et les programmes régionaux 2 ans après le PNFB.**
- ⇨ **Publier la stratégie nationale de mobilisation de la biomasse en 2016 et les schémas régionaux de biomasse 18 mois après la promulgation de la loi de transition énergétique pour la croissance verte.**

Le tableau ci-après synthétise les estimations des besoins en biomasse à l'horizon 2018 et à l'horizon 2023. Concernant ce dernier horizon et conformément aux exigences de la loi, compte tenu de la prise en compte des incertitudes tant économiques que techniques, une option haute de développement et une option basse sont proposées.

	2014	2018	2023 variante	2023 référence
Consommation de biomasse pour les appareils au bois (Mtep)	**7,3**	**7,4**	**7,4**	**7,4**
- Consommation finale de chaleur appareils au bois (Mtep)	7,3	7,4	7,4	7,4
Consommation de biomasse pour le collectif et l'industrie (Mtep)	**3,25**	**4,38**	**5,18**	**6,00**
- Consommation finale de chaleur collectif et industrie (Mtep)	3,0	4,0	4,7	5,5
Consommation de biomasse pour la cogénération (Mtep)	**0,83**	**1,26**	**1,79**	**2,32**
- Consommation finale de chaleur cogénération biomasse (Mtep)	0,41	0,62	0,89	1,15
- Consommation finale d'électricité cogénération biomasse (Mtep)	0,21	0,31	0,45	0,58
Total consommation de biomasse solide (hors UIOM) pour la chaleur	**11,4**	**13,0**	**14,4**	**15,7**
- Total de consommation finale de chaleur à partir de biomasse (Mtep)	***10,66***	***12***	***13***	***14***
- Total de consommation finale d'électricité à partir de biomasse (Mtep)	***0,21***	***0,31***	***0,45***	***0,58***
Croissance par rapport à 2014		***+1,7***	***+3,0***	***+4,3***

Tableau 7. Estimation des besoins en biomasse (en millions de tep)

Il ressort du tableau ci-dessus une croissance attendue de la consommation de biomasse de 1,7 million de tep en 2018 par rapport à 2014 et une croissance comprise entre 3 millions de tep et 4,3 millions en 2023 par rapport à 2014.

La ressource française potentielle en biomasse est importante. En effet, seule la moitié de l'accroissement forestier annuel est par exemple récoltée. Le développement des besoins combiné à une ressource potentiellement importante implique de définir les modalités de la mobilisation de cette dernière.

A cette fin, la stratégie nationale de mobilisation de la biomasse (SNMB) a pour objectif de disposer d'une vision stratégique sur la biomasse potentiellement disponible, et sur les mesures à mettre en œuvre pour mieux la mobiliser, afin de permettre l'approvisionnement de l'ensemble des filières et de prévenir les risques de tensions sur la ressource. La SNMB présentera ainsi le volume de biomasse disponible au niveau national pour répondre aux besoins des différentes filières et le cas échéant, le volume d'importations à prévoir pour compléter les sources d'approvisionnement nationales.

Elle rappellera l'objectif de mobilisation supplémentaire de bois annoncé dans le Programme national bois-forêt qui découle de la loi du 13 octobre 2014 d'avenir pour l'agriculture, l'alimentation et la forêt et qui précise les orientations de la politique forestière pour une durée maximale de dix ans.

La stratégie nationale de mobilisation de la biomasse précisera les potentiels mobilisables et les bonnes pratiques en matière de mobilisation de la biomasse (points de vigilance sur aspects environnementaux, faisabilité, etc.).

Programmation PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT, DE L'ÉNERGIE ET DE LA MER

Volet relatif à la sécurité d'approvisionnement

et

au développement des infrastructures et de la flexibilité du système énergétique

LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE pour la CROISSANCE VERTE

Table des matières

1 LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT 3

1.1 LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT EN ELECTRICITE 3
1.1.1 Les enjeux de la sécurité d'approvisionnement électrique en France 4
1.1.2 Le critère de défaillance électrique 7
1.1.3 La participation des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement 8
1.1.4 Le mécanisme de capacité, un outil au service de la sécurité d'approvisionnement 10
1.1.5 Les enjeux de sécurité d'approvisionnement à l'échelle européenne ou régionale 11
1.1.6 Les enjeux de sécurité d'approvisionnement à l'échelle locale 12
1.1.7 Les prévisions de RTE sur l'équilibre offre-demande 13
1.2 LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT EN GAZ 13
1.2.1 Les enjeux de la sécurité d'approvisionnement en gaz 14
1.2.2 Les mesures mises en place pour assurer la sécurité d'approvisionnement 14
1.3 LES INTERACTIONS ENTRE LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT EN ELECTRICITE ET EN GAZ 19
1.4 LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT EN PRODUITS PETROLIERS 19
1.4.1 Les enjeux de la sécurité d'approvisionnement des produits pétroliers 20
1.4.2 Les mesures mises en place pour assurer la sécurité d'approvisionnement 20
1.5 LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT EN URANIUM 22
1.6 CONCLUSION 23

2 LES INFRASTRUCTURES ET LA FLEXIBILITE DU SYSTEME ENERGETIQUE 24

2.1 LE SYSTEME ELECTRIQUE 24
2.1.1 Introduction – les sources de flexibilité du système électrique 24
2.1.2 Le pilotage de la demande électrique 25
2.1.3 Les réseaux électriques 27
2.1.4 Le stockage d'électricité 33
2.1.5 L'autoconsommation / autoproduction et la production locale d'énergie 36
2.2 LES INFRASTRUCTURES GAZIERES 40
2.2.1 Les réseaux de transport 41
2.2.4 Le stockage de gaz 44
2.3 LES INFRASTRUCTURES PETROLIERES 45
2.3.1 Les infrastructures de stockage et de distribution 45
2.3.2 Les réseaux de pipelines 46
2.4 LES RESEAUX DE CHALEUR ET DE FROID 48
2.4.1 Etat des lieux des réseaux de chaleur et de froid 48
2.4.2 Principaux enjeux 50
2.4.3 Objectifs 52
2.4.4 Le stockage de chaleur 54
2.5 INTERACTIONS ET TRANSFERTS ENTRE ENERGIES 55

1 La sécurité d'approvisionnement

Le présent chapitre a pour objet de décrire les enjeux et les dispositions relatifs à la sécurité d'approvisionnement énergétique. Ce volet de la PPE définit les critères de sûreté du système énergétique, notamment le critère de défaillance pour l'électricité mentionné à l'article L. 141-7.

La sécurité d'approvisionnement peut se définir comme la capacité du système énergétique à satisfaire de façon continue et à un coût raisonnable la demande prévisible du marché.

Du fait de l'évolution des usages et des modes de vie, la société française est aujourd'hui de plus en plus sensible, sur les plans économique et social, à la sécurité d'alimentation et à la qualité de fourniture en énergie. La sauvegarde de l'intégrité du système énergétique est donc un impératif toujours plus fort, qui, dans le contexte de la transition énergétique, se traduit pour les infrastructures énergétiques par les orientations suivantes, qui sont parmi les plus structurantes :

- les infrastructures doivent garder un haut niveau de fiabilité, ce qui nécessite de moderniser les plus anciennes ;
- leur financement doit être assuré, dans un contexte de baisse de la consommation de certaines énergies fossiles ou de changement de modèle de consommation (développement de l'autoconsommation électrique par exemple) ;
- elles doivent être adaptées aux évolutions du système énergétique (décentralisation de la production électrique, répartition des stocks stratégiques pétroliers…), et renforcées au niveau local (réseaux de distribution, développement du GNL porté dans les zones non desservies par le réseau de gaz…) ;
- elles devront à plus long terme s'articuler avec le développement du stockage de l'électricité, dans une perspective de diversification du mix électrique, de développement des bâtiments et territoires à énergie positive, et d'interactions croissantes entre vecteurs énergétiques.

Assurer la sécurité d'approvisionnement passe notamment par la maîtrise de la demande d'énergie, par la production d'énergies décarbonées, dont les énergies renouvelables, et par la diversification des approvisionnements.

1.1 La sécurité d'approvisionnement en électricité

Document de référence :

- ⇨ ***Panorama Energie Climat, Fiche « Garantir la sécurité du système électrique », DGEC, 2015.***
- ⇨ ***Bilans prévisionnels de l'équilibre offre-demande d'électricité en France, RTE, 2014-2016.***

Garantir la sécurité du système électrique vise à éviter les risques de coupure de courant localisées ou de black-out à plus grande échelle. La sécurité du système électrique repose sur deux piliers qu'il convient de bien distinguer :

- l'adéquation des capacités électriques pour couvrir à tout moment la demande d'électricité : comme l'électricité est un bien qui ne se stocke pas bien, il est nécessaire de pouvoir satisfaire à tout moment la demande grâce à la production, toutes deux étant soumises à des aléas ;
- la sûreté de fonctionnement du système électrique, qui désigne la capacité du réseau électrique à acheminer l'électricité des producteurs d'électricité aux consommateurs. Ce deuxième pilier relève principalement du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, RTE, et des gestionnaires des réseaux de distribution.

La dernière grande crise électrique est intervenue le samedi 4 novembre 2006 à 22h10, pour des raisons de gestion du réseau. La mise hors tension d'une double ligne de 400 kW par l'un des quatre gestionnaires de réseau de transport allemand et diverses manœuvres sur le réseau ont entraîné une dégradation de la répartition des flux sur le réseau européen et sa séparation en trois zones déconnectées les unes des autres. La zone où la France était incluse a été soumise à un important

déficit de production, conduisant à une chute brutale de la fréquence à 49 Hz et le délestage d'environ 5 millions d'abonnés français. La très grande majorité a pu être réapprovisionnée en moins d'une heure.

Dans notre système électrique, l'équilibre offre-demande est soumis à deux principaux types de risques qu'il convient de distinguer :

- D'une part à des pointes de consommation, qui, en raison de la thermosensibilité de la consommation électrique, apparaissent lors d'évènements climatiques extrêmes ;
- D'autre part à des fluctuations à l'échelle horaire, journalière ou hebdomadaire, aussi bien du côté de l'offre (en raison de l'intermittence de la production renouvelable fonction des conditions climatiques, de vent, de nébulosité, d'ensoleillement…) que du côté de la demande.

Ces deux types de risques appellent des réponses différentes :

- Le passage des pointes de consommation nécessite de disposer de suffisamment de capacités électriques fiables et disponibles pendant les périodes de pointe, qu'il s'agisse de production ou d'effacement ;
- La gestion des fluctuations rapides de l'offre et de la demande nécessite de disposer de suffisamment de leviers de flexibilité dans le système électrique de manière à compenser ces fluctuations, grâce au pilotage de la demande, au stockage, aux réseaux ou aux unités de production programmables (réserves).

Au-delà de ces deux types de risque, le risque de défaut générique affectant plusieurs réacteurs nucléaires constitue l'un des enjeux de la diversification du mix électrique et du développement des outils de flexibilité permettant d'assurer l'équilibre offre-demande d'électricité (effacements, interconnexions, etc.).

1.1.1 Les enjeux de la sécurité d'approvisionnement électrique en France

Orientations

- ⇨ **Maîtriser la pointe de consommation électrique.**
- ⇨ **Préciser d'ici 2018 l'évaluation des besoins de flexibilité du système électrique aux horizons 2023 et 2030, et développer le niveau de flexibilité adéquat pour assurer la sécurité d'approvisionnement.**

La problématique de la pointe de consommation

En France, le principal risque pesant sur la sécurité d'approvisionnement en électricité est constitué par la pointe de consommation hivernale. La consommation électrique française étant fortement thermosensible en raison de la part importante du chauffage électrique qui s'est développé depuis la fin des années 1970, des pics de demande se produisent lors des vagues de froid hivernales qui excèdent largement la consommation électrique moyenne : la consommation augmente alors d'environ 2,4 GW par degré Celsius en moins. Le niveau maximal de puissance appelée à ce jour au niveau national a atteint 102,1 GW, lors d'une vague de froid exceptionnelle le 8 février 2012.

Le parc de production doit donc être dimensionné en fonction du pic de consommation et non de la demande moyenne annuelle, tout en tenant compte de la capacité de certains consommateurs à réduire leur consommation et de la contribution des capacités électriques situées à l'étranger.

Depuis les années 2000, on a constaté une croissance de la pointe électrique environ 2,5 fois plus rapide que la croissance de la consommation. Cette problématique de croissance tendancielle de la pointe se double d'une problématique de variabilité de la pointe : l'écart entre les pointes des années 2012 (102,1 GW) et 2014 (82,5 GW) est de près de 20 GW, une capacité équivalente à plus de 40 centrales à cycle combiné gaz.

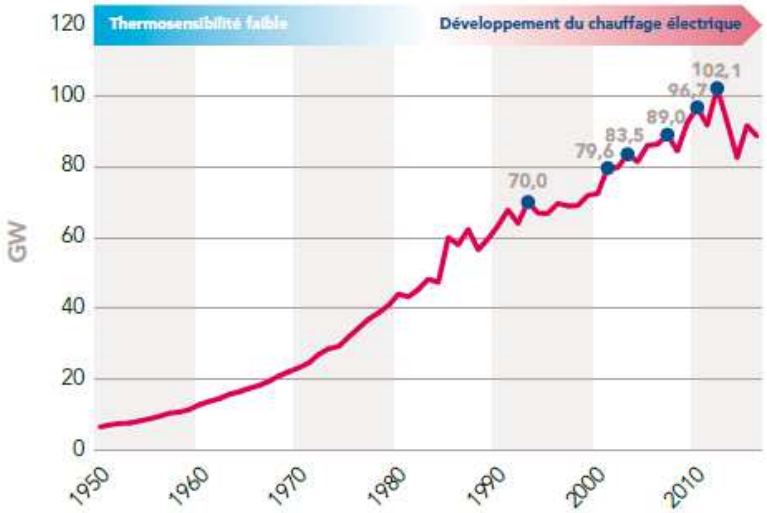


Figure 1 : Historique des pointes de consommation annuelles (source : RTE, 2016)

L'évolution de la pointe électrique dépend essentiellement de l'évolution des usages thermosensibles de l'électricité, au premier rang desquels le chauffage électrique. La mise en place de la réglementation thermique 2012 a conduit à une forte baisse de la part de marché du chauffage électrique dans les logements neufs, qui se situe en 2015 à un niveau proche des autres modes de chauffage. Dans le tertiaire neuf, la part de marché du chauffage électrique est de 46 % en 2015. Au sein des modes de chauffage électrique, la progression des pompes à chaleur électriques, principalement dans le logement individuel, contribue également à réduire la demande d'électricité à la pointe. L'évolution de la pointe électrique dépendra aussi du développement des usages non-thermosensibles : il s'agit des nouveaux usages de confort et de loisirs, des nouvelles technologies de l'information et de la communication (NTIC), de la croissance des équipements existants via le multi-équipement (électroménager), des transferts d'usage (cuisson électrique). De manière générale, l'évolution de la pointe électrique dépendra du rythme des rénovations énergétiques des bâtiments.

Compte tenu de ces évolutions, RTE indique dans son bilan prévisionnel 2016 que la croissance de la consommation à la pointe devrait rejoindre la croissance de la consommation électrique totale (ce qui ne supprime pas la très grande dépendance de la consommation de pointe aux conditions climatiques).

<u>Anticiper les besoins futurs de flexibilité</u>

Le système électrique français, grâce notamment à son parc hydraulique important, est aujourd'hui suffisamment flexible pour pouvoir répondre aux fluctuations de court terme de l'offre et de la demande, aux échelles horaire, journalière ou hebdomadaire.

Cependant, la transition énergétique s'accompagne de nouveaux enjeux qui pourraient faire évoluer le besoin de flexibilité à l'horizon de la PPE : il s'agit du développement de nouveaux usages de l'électricité, de l'évolution de la demande et des capacités de pilotage de la demande, et du décalage croissant entre les moments où l'électricité peut être produite et ceux pendant lesquels elle est consommée.

Les nouveaux usages de l'électricité

Le développement de la voiture électrique constitue à la fois une menace et une opportunité pour le système électrique, selon la stratégie adoptée pour la gestion de leur charge. Si les véhicules sont rechargés uniquement en fonction de leur propre besoin individuel, des variations brutales de la puissance appelée risquent d'apparaître lorsque plusieurs millions de véhicules électriques se brancheront de manière simultanée, conduisant à un renforcement de la pointe journalière. A l'inverse, si des contraintes réglementaires ou des incitations tarifaires amènent un décalage des heures de recharge vers les heures de moindre consommation, alors l'impact sur la pointe journalière sera

moins marqué, au bénéfice de la collectivité. Il sera donc essentiel de développer des solutions d'optimisation de la charge des véhicules électriques.

L'essor des énergies intermittentes

Un autre enjeu pour la flexibilité du système électrique est lié à l'essor des énergies renouvelables intermittentes. Des simulations effectuées par RTE et publiées dans le bilan prévisionnel 2015 ont permis de poser un diagnostic sur le besoin de flexibilité engendré par le développement du photovoltaïque et de l'éolien. Elles montrent notamment que l'éolien et le photovoltaïque ont des impacts très différents sur le système électrique : l'éolien crée principalement un besoin de flexibilité hebdomadaire, alors que le photovoltaïque crée un besoin de flexibilité horaire et journalier.

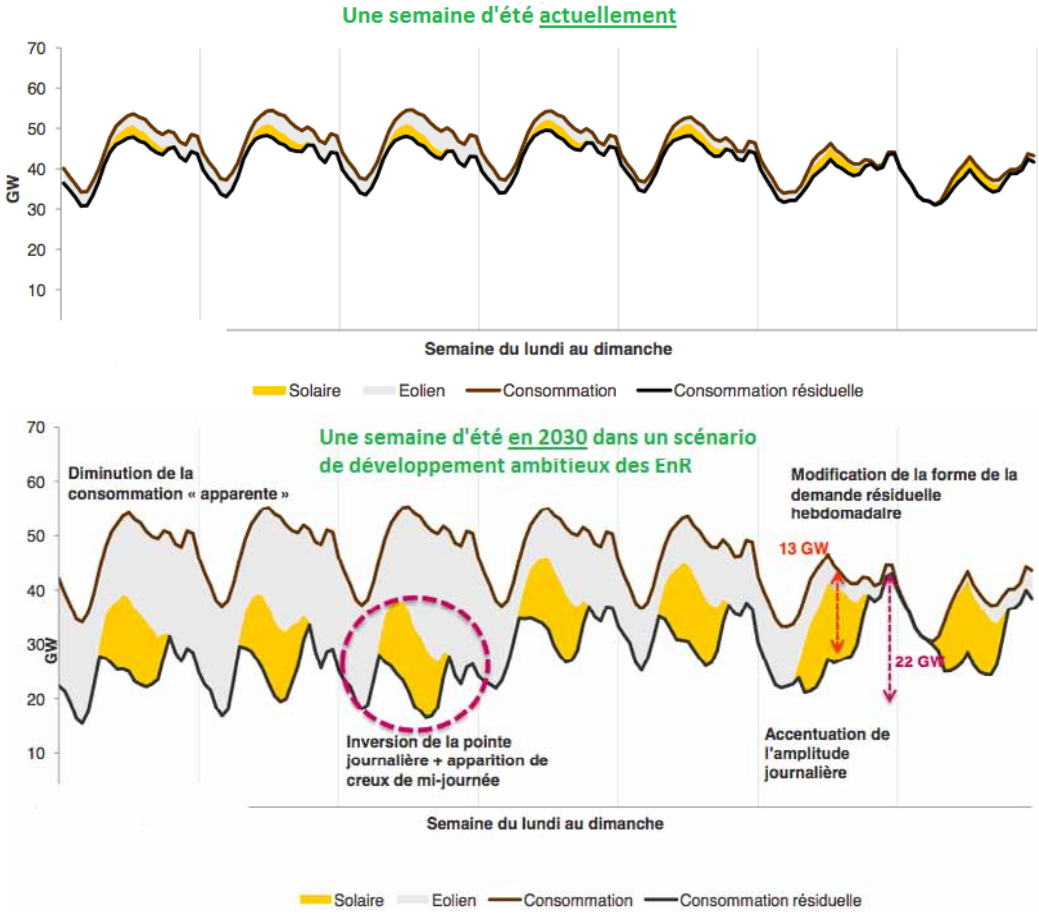


Figure 2 : Illustration de la variabilité de la demande électrique et de la demande résiduelle aujourd'hui et dans un scénario de fort développement d'EnR en 2030 (source : RTE, 2015)

Dans un scénario de développement ambitieux des énergies renouvelables en 2030[1], les fortes capacités installées d'éolien (36,6 GW dont 9 GW en mer) et de photovoltaïque (24,1 GW) modifient profondément l'allure de la consommation résiduelle, c'est-à-dire la consommation d'électricité nette de la production renouvelable fatale. Si le rythme « haut » de la PPE de développement des énergies renouvelables est maintenu après 2023, ces niveaux pourraient être atteints dès 2025 pour le PV et dès 2027 pour l'éolien. Avec de telles capacités installées, une inversion de la pointe journalière et l'apparition d'un creux dans la demande résiduelle à la mi-journée se produisent, reflétant le pic de production photovoltaïque. L'amplitude journalière de la consommation résiduelle s'accentue, tandis que la forme de la demande résiduelle à l'échelle hebdomadaire est modifiée.

[1] Scénario « Nouveau Mix » du bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande, édition 2014. Ce scénario repose sur une sobriété énergétique, qui permet de réduire la consommation, et une poussée significative des EnR dans une perspective d'une réduction de la part du nucléaire à 50% du mix de production.

Des effets de seuil liés au taux de pénétration du photovoltaïque apparaissent : les premiers GW de photovoltaïque installés n'augmentent pas le besoin de flexibilité horaire dans la mesure où la production intervient pendant une période de consommation en milieu de journée, alors qu'au-dessus d'un point d'inflexion situé autour de 20 à 30 GW en France, toute capacité photovoltaïque supplémentaire installée augmenterait le besoin de flexibilité horaire et journalier. A l'horizon 2030, le scénario « Nouveau mix » de RTE témoigne surtout d'une augmentation de la variabilité hebdomadaire, notamment en cas de succession de plusieurs jours sans vent et sans soleil.

De nombreux travaux sont actuellement menés pour améliorer la prévisibilité de la production renouvelable, étroitement liée aux conditions météorologiques. A titre d'exemple, RTE s'est doté d'un outil lui permettant, en partenariat avec Météo France et les producteurs, de disposer à chaque instant des données nécessaires pour prévoir l'évolution de la production éolienne et solaire.

L'enjeu de la flexibilité apparaît cependant maîtrisé sur l'horizon de la PPE, le principal scénario de risque pouvant mener à une rupture de l'équilibre offre-demande restant la vague de froid. Des moyens de flexibilité hebdomadaires supplémentaires pourraient être nécessaires à l'horizon 2030.

1.1.2 Le critère de défaillance électrique

Orientations

- ⇨ **Maintenir jusqu'en 2018 le critère de défaillance du système électrique à son niveau actuel, soit une durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité.**
- ⇨ **Mener d'ici 2018 une évaluation du coût de la défaillance et examiner l'opportunité d'une révision du niveau du critère de défaillance, en lien avec les réflexions européennes sur la mise en cohérence des critères nationaux.**

Documents de référence :

- ⇨ ***Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande en électricité, RTE, 2015.***
- ⇨ ***Quelle valeur attribuer à la qualité de l'électricité ? RTE, 2011.***

Le bilan prévisionnel pluriannuel d'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, réalisé tous les ans par RTE, constitue l'outil de référence pour évaluer les risques pesant sur la sécurité d'approvisionnement électrique en France. Le bilan comprend une étude approfondie relative à l'équilibre offre-demande sur les cinq années suivant sa publication, qui quantifie la durée moyenne de défaillance, analyse les scénarios de risque, évalue les capacités de production d'électricité ou d'effacement nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement électrique, et examine la situation des zones de tension locales.

La quantification du risque de défaillance est faite à partir d'une modélisation probabiliste du système électrique, portant sur 12 pays de la plaque ouest-européenne : la contribution des autres pays européens à notre approvisionnement, via les interconnexions, est ainsi prise en compte.

Le critère de défaillance, ou critère de sécurité d'alimentation électrique, représente le niveau de délestage accepté chaque année par la collectivité. Il est défini comme « une durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité ». Ce critère signifie que chaque année, l'espérance, sur l'ensemble des scénarios possibles, et en tenant compte de la contribution des interconnexions, de la durée pendant laquelle au moins un consommateur est délesté pour des raisons de déséquilibre offre-demande doit être inférieure à trois heures. Il existe d'autres moyens de mesurer la défaillance : par la durée des délestages, leur fréquence, leur profondeur, etc. ; le dépassement du critère retenu rend compte de l'existence d'une défaillance mais pas de son ampleur (en nombre de personnes délestées, par exemple). Le respect du critère n'implique pas une absence totale de risque totale de défaillance, mais que le risque est contenu dans des limites définies.

Le niveau du critère peut être interprété au regard du principal scénario de risque en France continentale, qui est la vague de froid décennale. Une vague de froid telle qu'il s'en produit en moyenne une fois tous les dix ans pourrait conduire à des délestages durant les heures de pointe (8h-13h puis 18h-20h) pendant 4 jours consécutifs, soit une trentaine d'heures de défaillance. Cela revient à 3 heures par an en moyenne.

Le niveau du critère est le résultat d'un arbitrage économique entre le coût des coupures de courant lors des délestages et le coût des mesures permettant de réduire cette durée moyenne et cette fréquence. A titre d'illustration et de manière simplifiée, en supposant que le coût de l'énergie non distribuée est de 20 000 €/MWh[2] (soit près de 200 fois plus que le tarif de vente de l'électricité), et que le coût de construction annualisé d'un moyen de pointe est de 60 000 €/MW.an, alors il est rentable pour la collectivité d'accepter des coupures de courant tant que leur durée reste inférieure à trois heures par an ; au-delà, la construction d'un moyen de pointe supplémentaire est souhaitable, car son coût sera inférieur au préjudice évité. Une estimation plus précise devra tenir compte de la diversité des valeurs que les consommateurs attribuent à l'électricité ainsi que du caractère discret des investissements dans les moyens de pointe.

Les impacts d'une sévérisation du critère sont significatifs puisqu'ils pourraient conduire à conserver en réserve des moyens de production anciens, émetteurs de gaz à effet de serre, coûteux et relativement polluants ; un recours accru aux effacements de consommation permettrait néanmoins de minimiser ces impacts. Dans un contexte de mise en place du mécanisme de capacité et de discussions avec les pays voisins sur le bon niveau de sécurité d'approvisionnement électrique, il apparaît pertinent de ne pas modifier le niveau du critère sans de nouvelles analyses qui devraient être conduites d'ici la prochaine PPE. La comparaison avec les niveaux des critères de défaillance retenus dans les pays voisins, lorsqu'ils existent, montre que le critère français fait partie des plus exigeants :

Pays	Niveau du critère
Allemagne	Pas de critère
Belgique	Espérance de défaillance inférieure à 3h/an en moyenne Espérance de défaillance inférieure à 20h/an dans les 5% des cas les plus défavorables
Danemark	Pas de critère
Espagne	Marge de capacité de 10%
France	Espérance de défaillance inférieure à 3h/an en moyenne
Irlande	Espérance de défaillance inférieure à 8h/an en moyenne
Italie	Pas de critère
Pologne	Niveau cible de capacité
Portugal	Marge de capacité et espérance de défaillance inférieure à 8h/an en moyenne
Suède	Pas de critère

Tableau 1 - Critères de défaillance (source : Commission européenne)

1.1.3 La participation des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement

Orientations

⇨ **Poursuivre les travaux de développement des interconnexions essentielles identifiées dans le schéma décennal de développement du réseau de RTE et continuer à étudier l'opportunité de développer de nouvelles interconnexions avec les pays voisins lorsqu'elles sont économiquement justifiées.**

Documents de référence :

⇨ ***Schéma décennal de développement du réseau de RTE, 2015.***

La capacité d'interconnexion globale de la France s'élevait fin 2014 à environ 15 GW en export et 12 GW en import, soit un taux d'interconnexion d'environ 10,5 %. Les capacités réellement disponibles

[2] Le coût économique d'une coupure de courant supérieure à 3 minutes est estimé en 2011 en France à 26 000 €/MWh par RTE.

en moyenne peuvent être inférieures, du fait des caractéristiques des lignes d'interconnexion, de leur disponibilité et des contraintes internes sur les réseaux électriques de chaque pays.

La construction des interconnexions transfrontalières a historiquement obéi à un motif de sécurité d'approvisionnement. Les interconnexions offrent la possibilité d'importer de l'électricité depuis un pays voisin en cas de tension sur l'approvisionnement national, ce qui constitue une solution économiquement efficace. Les interconnexions permettent un foisonnement des aléas géographiques entre pays, et ce de manière d'autant plus efficace que les fondamentaux nationaux sur lesquels repose la sécurité d'approvisionnement des différents pays sont différents. Les spécificités nationales réduisent en effet les corrélations des aléas et atténuent les conséquences de l'occurrence de tensions nationales : l'aléa dominant en France est aujourd'hui, et demeurera sur la période de la PPE, la thermosensibilité de la demande ; l'aléa lié à l'intermittence des énergies renouvelables est dominant dans les pays où le taux de pénétration de ces énergies renouvelables est le plus important (Danemark, Allemagne) ; l'aléa lié à la production hydraulique est dominant dans les pays où son rôle dans la production est majeur (Norvège, Suisse, Portugal).

Les interconnexions évitent à la France d'investir dans des capacités supplémentaires pour assurer sa sécurité d'approvisionnement. Les échanges transfrontaliers permettent de disposer de la disponibilité des capacités à l'étranger, dont la contribution s'élève en moyenne aux environs de 8 à 10 GW. En leur absence, l'espérance de durée de défaillance serait de l'ordre d'une cinquantaine d'heures dès l'hiver 2015-2016. A moyen terme, les développements prévus permettront d'augmenter la capacité d'import, jusqu'à 13 GW pour l'hiver 2020-2021.

En plus de contribuer à notre sécurité d'approvisionnement et d'éviter la construction de centrales de pointe, les interconnexions constituent un levier de flexibilité complémentaire de l'essor des énergies renouvelables grâce au foisonnement des aléas de production géographiques. A long terme, le développement important des capacités d'interconnexion contribuera à garantir l'accueil de capacités importantes d'énergies renouvelables dans le système électrique français et européen : le schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité élaboré par RTE en 2014 évalue à près de 10 GW l'accroissement des capacités d'interconnexions à l'étude ou en projet pour une mise en service d'ici 2024. Le scénario Nouveau Mix du bilan prévisionnel 2014 de RTE suppose quand à lui une capacité maximale d'import hivernale de 24 GW et une capacité maximale d'export de 29 GW afin de garantir l'équilibre du système à l'horizon 2030, soit un taux d'interconnexion de près de 17%.

Les projets d'interconnexion identifiés dans le schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité de RTE sont les suivants :

CAPACITÉS DES INTERCONNEXIONS (GW)		Au 1/1/2016	Accroissement attendu
FRANCE	IRLANDE	0	+0,7
		0	+0,7
FRANCE	ANGLETERRE	2	+2 à + 3,4
		2	+2 à + 3,4
FRANCE	BELGIQUE	3,6	+0,6 à +1,3
		1,8	+0,6 à +1,3
FRANCE	ALLEMAGNE	2,6	+0,3 à +2
		3,6 / 1,8(*)	+0,3 à +2
FRANCE	SUISSE	3,2	+0,5 à +1,5
		2,1	+0,2 à +1,5
FRANCE	ITALIE	3,2	+1,2
		1,2	+1
FRANCE	ESPAGNE	2,8	+2,2
		2,4	+2,6

(*) capacité limitée à 1,8 GW si congestion en amont sur le réseau allemand

Tableau 2 : Développement des capacités d'échange avec nos voisins (source : RTE)

1.1.4 Le mécanisme de capacité, un outil au service de la sécurité d'approvisionnement

Orientations

- ⇨ **Démarrer en janvier 2017 le mécanisme de capacité, qui permettra de stimuler les investissements et le maintien en exploitation des moyens de production et d'effacement de consommation nécessaires pour sécuriser l'alimentation électrique à moyen terme.**
- ⇨ **Poursuivre les travaux permettant une meilleure intégration des capacités étrangères dans ce mécanisme.**

Actions concrètes 2016-2017

- ⇨ **Obtenir la validation du mécanisme de capacité auprès de la Commission européenne.**

Documents de référence :

- ⇨ ***Rapport d'accompagnement des règles du mécanisme de capacité, RTE, 2014***

Afin d'assurer le respect du critère de défaillance, la France s'est dotée depuis la loi NOME[3] d'un dispositif d'obligation de capacité, qui complète le marché en énergie. Le principe du mécanisme de capacité repose sur l'obligation pour chaque fournisseur d'électricité de couvrir par des garanties de capacité la consommation de ses clients lors des pics de consommation électrique. La quantité de garanties de capacité que doit posséder chaque fournisseur est déterminée de manière à respecter le critère de défaillance, sur la base de calculs effectués par RTE. Le fournisseur peut apporter ces garanties par ses propres moyens ou acquérir des garanties certifiées par RTE auprès d'exploitants de capacités d'effacement ou de production, qui s'engagent sur la disponibilité de leurs capacités lors des périodes de pointe. L'échange des certificats sur un « marché de capacité » permettra d'une part aux fournisseurs de couvrir leur obligation au meilleur coût en sélectionnant les capacités les plus compétitives, et d'autre part de révéler le vrai prix de la capacité et de favoriser la transparence. Ce marché de capacité complète le marché de l'énergie, qui est conçu pour optimiser l'utilisation en temps réel des capacités de production et d'effacement des différents acteurs, mais ne garantit pas que les investissements nécessaires pour respecter le critère de sécurité d'approvisionnement fixé par les pouvoirs publics soient réalisés. Depuis le 1er avril 2015, les exploitants de capacité peuvent faire certifier leurs capacités.

L'un des enjeux du mécanisme de capacité est la prise en compte fine de la contribution des capacités étrangères et des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement françaises, de manière à pouvoir les intégrer explicitement dans le mécanisme. Cette prise en compte répond à un impératif économique, puisque l'efficience du dispositif sera d'autant plus grande qu'il reflète correctement la réalité du système électrique européen, et politique. Cette participation explicite au mécanisme de capacité nécessite un engagement des gestionnaires de réseau de transport des Etats Membres voisins, afin de garantir que les capacités étrangères seront soumises à un même niveau d'exigence que les capacités françaises en termes de disponibilité et de contribution à la sécurité d'approvisionnement de la France.

Dans le cadre de l'examen par la Commission européenne du mécanisme de capacité, la France s'est engagée à faire évoluer le cadre réglementaire du mécanisme de capacité et à mettre en place une collaboration avec les gestionnaires de réseau de transport des Etats Membres voisins, afin que les capacités situées de l'autre côté de la frontière puissent participer activement au mécanisme français dès 2019.

[3] Loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité.

1.1.5 Les enjeux de sécurité d'approvisionnement à l'échelle européenne ou régionale

Orientations

- ⇨ **Poursuivre une coopération régionale active en matière de sécurité d'approvisionnement, notamment via la participation au Forum Pentalatéral de l'Energie.**
- ⇨ **Participer aux travaux d'élaboration d'une méthode d'évaluation commune du risque de défaillance à la maille régionale, tout en maintenant le bilan prévisionnel national, plus précis, comme étude de référence.**

Documents de référence :

- ⇨ ***Pentalateral Generation Adequacy Assessment, 2015.***

La contribution croissante des interconnexions à notre sécurité d'approvisionnement et l'élargissement du mécanisme de capacité aux interconnexions et aux capacités étrangères mettent en évidence l'importance croissante de la dimension européenne de la sécurité d'approvisionnement.

Juridiquement, l'intervention des Etats membres en matière de sécurité d'approvisionnement est encadrée au niveau européen. L'article 4 du Traité sur le fonctionnement de l'Union européenne (TFUE) dispose ainsi que l'énergie fait partie des compétences partagées entre l'Union et ses Etats membres, et précise que les mesures mises en place par l'Union ne doivent pas remettre en cause le droit d'un Etat membre de déterminer lui-même la structure générale de son approvisionnement énergétique. Les Etats membres sont notamment responsables du choix de leur niveau de sécurité d'approvisionnement qui relève d'une compétence nationale.

La directive 2005/89/CE du Parlement européen et du Conseil européen énonce les dispositions visant à garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité, comme la réalisation d'un bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande tel que celui réalisé par RTE ou la possibilité pour les Etats membres de mettre en place des mécanismes de capacité. Début 2015, la Commission européenne a engagé une réflexion sur la révision éventuelle de cette directive.

La coopération européenne en matière de sécurité d'approvisionnement se concrétise en France à travers la participation au Forum Pentalatéral de l'Energie (ou Pentaforum), initiative régionale créée en 2005 qui a pour objectifs de fluidifier les échanges d'électricité à travers un meilleur fonctionnement des interconnexions électriques, et de renforcer plus généralement la coordination en matière de sécurité d'approvisionnement électrique. Cette initiative s'est révélée être un cadre de coopération privilégié entre ses sept pays membres (Allemagne, Autriche, Belgique, France, Luxembourg, Pays-Bas, Suisse) grâce à un dialogue efficace et une bonne coordination entre les gouvernements, les gestionnaires de réseaux et les régulateurs des pays participants. En 2015, le Forum a contribué à :

- réaliser une première étude d'évaluation de l'équilibre offre-demande du système électrique à la maille du Pentaforum, à partir d'hypothèses partagées et d'une méthodologie commune (modèle probabiliste et heure-par-heure, similaire au bilan prévisionnel de RTE) ;
- mettre en place le couplage de marchés fondé sur les flux (*flow based market coupling*) dans la région Centre-Ouest de l'Europe, qui marque une nouvelle étape dans l'intégration des systèmes électriques européens. En utilisant une description plus détaillée du réseau permettant d'optimiser les échanges, la méthode flow-based va permettre d'améliorer significativement la convergence des prix à l'échéance journalière tout en maintenant un haut niveau de sécurité du réseau. Elle permettra non seulement de réduire les coûts de production dans les pays concernés mais contribuera également à renforcer la sécurité d'approvisionnement

A l'avenir, les travaux du Pentaforum s'orienteront vers les questions de flexibilité, d'intégration des marchés infra-journaliers, et de prise en compte explicite des capacités étrangères aux mécanismes de capacité.

1.1.6 Les enjeux de sécurité d'approvisionnement à l'échelle locale

Orientations

- ⇨ **Soutenir les actions du Pacte Electrique Breton, en termes de maîtrise de la demande en électricité, de développement des énergies renouvelables et de sécurisation de l'alimentation électrique.**

Documents de référence :

- ⇨ ***Pacte Electrique Breton, 2010.***

La sécurité d'approvisionnement est un enjeu multi-échelle qui doit aussi prendre en compte les disparités locales, aussi bien du côté de la demande (en fonction du dynamisme et de l'attractivité des territoires), de l'offre (en fonction de la part d'électricité produite localement), que du réseau (en fonction de la densité locale du réseau). En France, la Bretagne constitue la région dont l'approvisionnement est le plus fragile, les risques qui pesaient sur l'approvisionnement électrique de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur, signalés par RTE dans ses bilans prévisionnels et mentionnés dans la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de 2009, étant désormais maîtrisés grâce à des actions de renforcement du réseau menées par RTE.

La Bretagne connaît une situation de fragilité électrique liée à la faiblesse de sa production régionale, qui ne couvre, en 2015, que moins de 15 % de sa consommation. La Bretagne, péninsule électrique, est donc tributaire pour son alimentation en électricité des sites de production éloignés que sont les centrales nucléaires de la vallée de la Loire et des centrales thermiques de Loire-Atlantique. La croissance régionale de la consommation est quant à elle en moyenne plus importante que la tendance nationale du fait du fort dynamisme démographique. Ce déséquilibre structurel entre la production et la consommation n'est compensé qu'en partie par le réseau de transport d'électricité.

Cette situation, identifiée tant par le gestionnaire du réseau de transport d'électricité RTE, dans les bilans prévisionnels de l'équilibre offre/demande, que par l'Etat, a nécessité de prendre des mesures spécifiques à la Bretagne de manière à garantir la sécurité d'approvisionnement de cette zone. C'est dans ce contexte qu'a été élaboré le pacte électrique breton signé le 14 décembre 2010 par les partenaires – Etat, Conseil Régional de Bretagne, RTE, l'ADEME (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie), et l'ANAH (Agence nationale de l'amélioration de l'habitat), proposant un plan d'actions équilibré selon trois grandes orientations de la politique énergétique :

- des efforts importants de maîtrise de demande en électricité (MDE),
- un développement ambitieux de la production des énergies renouvelables,
- la sécurisation indispensable de l'alimentation électrique (renforcement du réseau, développement de la production et expérimentations sur le stockage et les réseaux intelligents).

Le développement des énergies renouvelables et les économies d'énergie, même mis en œuvre de manière très volontariste comme le prévoit le pacte électrique breton, ne suffisent pas à répondre à la fragilité structurelle de l'alimentation électrique en Bretagne. L'analyse de risques menée sur la disponibilité des différents moyens de production et des ouvrages du réseau de transport a identifié la nécessité d'un nouveau moyen de production, en complément du filet de sécurité, afin de répondre durablement à la fragilité électrique de la Bretagne. A l'issue d'un appel d'offres lancé par l'Etat en 2011 pour une centrale de type cycle combiné à gaz d'une puissance de 450 MW, s'inscrivant dans le cadre de l'article L.311-10 du code l'énergie et s'appuyant sur la précédente PPI, la Compagnie électrique de Bretagne (Direct Energie - Siemens) a été sélectionné pour construire la centrale à Landivisiau, et assurer sa disponibilité pour apporter la puissance supplémentaire nécessaire au réseau, notamment lors des vagues de froid.

1.1.7 Les prévisions de RTE sur l'équilibre offre-demande

Dans son bilan prévisionnel publié en 2016, RTE présente des visions contrastées de l'équilibre offre-demande sur la période 2016-2021, qui dépendent principalement de l'évolution du parc de production thermique à combustible fossile.

A court terme, le bilan prévisionnel montre qu'une marge significative serait disponible sur l'hiver 2016-2017, en raison du maintien en exploitation des centrales au fioul, de la sortie de cocon des cycles combinés au gaz et, dans une moindre mesure, de la baisse de la consommation.

Dans le cas où les centrales thermique à gaz et au charbon étaient maintenues en activité, le système électrique présente une marge très significative (supérieure à 3,6 GW) par rapport au critère de défaillance sur toute la période 2016-2021 du bilan prévisionnel, même en tenant compte de la fermeture des centrales au fioul par EDF. L'introduction d'un nouveau cycle combiné au gaz (Landivisiau), le raccordement des nouveaux parcs éoliens maritimes et la mise en service de nouvelles interconnexions permettent d'augmenter sensiblement les marges en fin de période.

RTE identifie également que dans des hypothèses extrêmes, pouvant refléter des conditions économiques très dégradées pour toutes les centrales thermiques, où l'ensemble des centrales thermiques au charbon et huit centrales à gaz seraient fermées, un déficit de capacité de 2,5 GW apparaîtrait entre 2018 et 2020.

Dans une hypothèse de fermeture des seules centrales charbon (3 GW), le bilan prévisionnel fait apparaître une marge supérieure à 600 MW sur l'ensemble de la période 2016-2021, et supérieure à 3 GW sur la fin de période (hiver 2020-2021) : la sécurité d'approvisionnement serait donc assurée dès lors que les capacités de production à partir de gaz ne seraientt pas significativement réduites.

Ces résultats, qui restent bien sûr très sensibles aux hypothèses de consommation, illustrent les difficultés économiques rencontrées par les centrales thermiques, ainsi que la nécessité de maintenir en activité une partie significative de ces centrales. Cela ne signifie donc pas que le mécanisme de capacité n'est plus nécessaire, mais au contraire qu'il contribuera à donner aux exploitants l'incitation économique nécessaire pour maintenir les capacités nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement et respecter le critère de défaillance.

Par ailleurs, ces résultats restent très dépendants de la bonne disponibilité du parc nucléaire. En septembre 2016, EDF a revu ses perspectives de production pour 2017 à 390-400 TWh. Il conviendra d'être vigilant dans les prochains bilans prévisionnels au bilan de la disponibilité moyenne du parc.

1.2 La sécurité d'approvisionnement en gaz

Orientations

- ⇨ **Maintenir le critère d'approvisionnement actuel au risque 2%. Evaluer avant 2018 les coûts et les bénéfices d'un changement des critères d'approvisionnement en gaz en lien avec les critères d'approvisionnement européen et les évolutions climatiques.**
- ⇨ **Assurer le bon remplissage des stockages souterrains de gaz nécessaires à la sécurité d'approvisionnement.**
- ⇨ **Développer l'interruptibilité rémunérée en gaz à hauteur de 200 GWh/j, soit environ 8 GW en 2023.**

Actions concrètes 2016-2017

- ⇨ **Mettre à jour l'évaluation des risques susceptibles d'affecter la sécurité d'approvisionnement en gaz de la France.**
- ⇨ **Adopter l'arrêté relatif au volume et aux modalités de l'interruptibilité en gaz.**

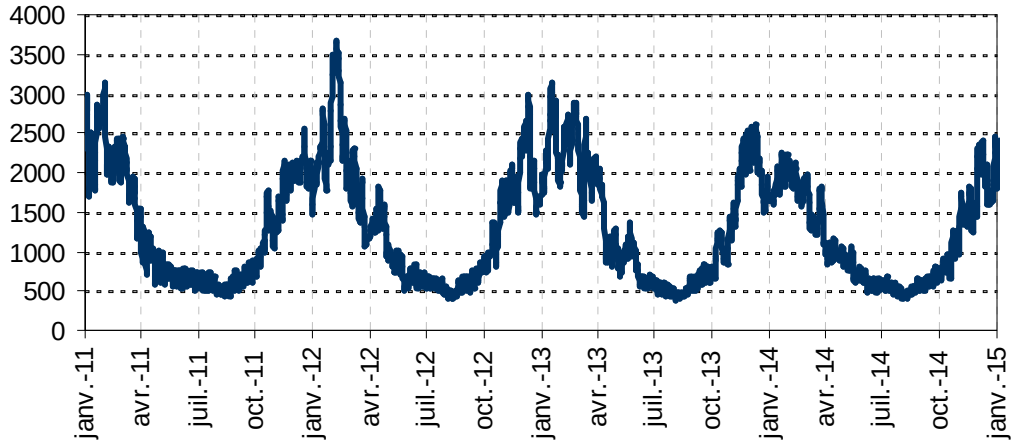
Documents de référence :

- ⇨ ***Règlement (UE) n° 994/2010 du Parlement européen et du Conseil du 20 octobre 2010 concernant des mesures visant à assurer la sécurité d'approvisionnement.***
- ⇨ ***Evaluation des risques susceptibles d'affecter la sécurité d'approvisionnement en gaz de la France.***

1.2.1 Les enjeux de la sécurité d'approvisionnement en gaz

La sécurité d'approvisionnement consiste à assurer la continuité de la fourniture de gaz, au regard de différents risques auxquels le système gazier est confronté. En France, il existe deux types d'aléas majeurs faisant peser des risques sur la sécurité d'approvisionnement en gaz :

- Les aléas climatiques : comme illustré dans la figure ci-dessous, la demande française de gaz est dépendante des variations climatiques, une part importante du gaz étant utilisée pour le chauffage (la consommation journalière moyenne varie ainsi entre 530 GWh/j en août et 2 350 GWh/j en janvier). La sécurité d'approvisionnement consiste notamment à pouvoir assurer la continuité de fourniture de gaz naturel en cas d'hiver particulièrement rigoureux ou de pointe de froid.



Sur la période du 01 janvier 2011 au 01 janvier 2015, la consommation journalière a varié de 390 GWh/j à 3 671 GWh/j (facteur 9)

Figure 3 : Consommation journalière de gaz en France (source : DGEC d'après GRTgaz et TIGF)

- Les pertes de sources d'approvisionnement : elles peuvent résulter soit de problèmes techniques sur les infrastructures, soit de tensions géopolitiques (par exemple, les conséquences des crises russo-ukrainiennes).

Comme pour l'électricité, les risques sur la sécurité d'approvisionnement en gaz dépendent de l'évolution de la consommation et des pointes de demande. Les facteurs d'évolution sont principalement les gains d'efficacité énergétique dans les bâtiments, qui contribuent à la baisse de la consommation, et le développement de la mobilité au gaz naturel et du gaz renouvelable, qui représentent des perspectives de croissance à moyen terme. Au total, la tendance observée de diminution de la consommation de gaz devrait se maintenir au cours des prochaines années.

1.2.2 Les mesures mises en place pour assurer la sécurité d'approvisionnement

La politique française en matière de sécurité d'approvisionnement en gaz est fondée sur trois piliers :

- Une vision prospective et pluriannuelle des pouvoirs publics à l'aide d'outils permettant d'adopter une stratégie notamment sur le dimensionnement du système gazier ;
- Des obligations pesant sur les acteurs gaziers, en particulier les fournisseurs ;
- Des mesures de sauvegarde en cas de crise gazière.

a) Le dimensionnement du système gazier et les obligations

Pour assurer un dimensionnement adéquat du système gazier, garantir la disponibilité de ressources gazières en quantité suffisante et réduire la vulnérabilité du système en cas de crise, des obligations sont assignées aux opérateurs de réseaux de transport et de distribution de gaz, aux exploitants d'installations de gaz naturel liquéfié (GNL), aux fournisseurs de gaz et aux titulaires de concessions

de stockage souterrain de gaz naturel. Elles définissent notamment les normes d'approvisionnement en gaz, avec en particulier des contraintes à satisfaire en termes de résilience climatique et de diversification des sources pour l'ensemble des acteurs gaziers. Ces obligations sont décrites dans l'article L. 121-32 du code de l'énergie, ainsi que dans le décret n° 2004-251 du 19 mars 2004 relatif aux obligations de service public dans le secteur du gaz.

Conformément à ces dispositions, le système gazier français est notamment dimensionné pour faire face à une pointe de froid pendant trois jours successifs telle qu'il s'en produit statistiquement une tous les cinquante ans – pointe au risque 2%. Il est ainsi en mesure de satisfaire une pointe journalière de demande de près de 4 100 GWh/j, soit 170 GW en moyenne sur une journée.

Par ailleurs, la présence de sept points d'interconnexion principaux (capacité d'importation d'environ 2 285 GWh/j, soit 95 GW) et de quatre terminaux méthaniers (capacité d'importation d'environ 1 330 GWh/j, soit 55 GW) permet un approvisionnement gazier diversifié, avec plusieurs points d'entrée sur le territoire national offrant un accès au gaz provenant de mer du Nord, de Russie, des Pays-Bas, du Maghreb, mais aussi plus généralement du marché international du gaz naturel liquéfié (GNL). De plus, douze sites de stockage permettent d'accroître la flexibilité du système gazier et donc sa résilience en cas de crise (environ 2 400 GWh/j de capacités de soutirage, soit 100 GW)[4].

Enfin, les fournisseurs de gaz ont l'obligation d'assurer la continuité de l'approvisionnement pour tous leurs clients, à l'exception des clients industriels ayant un contrat interruptible, dans les circonstances suivantes :

- un hiver froid tel qu'il s'en produit statiquement un tous les cinquante ans (hiver froid au risque 2 %) ;
- une pointe de froid pendant trois jours successifs telle qu'il s'en produit statiquement une tous les cinquante ans (pointe de froid au risque 2 %) ;
- la disparition, pour un fournisseur donné, de sa principale source d'approvisionnement pendant six mois.

En outre, ils ont une obligation de diversification des points d'entrée sur le territoire national pour leur approvisionnement.

Des normes de sécurité d'approvisionnement européennes

Le Règlement (UE) n° 994/2010 du Parlement européen et du Conseil du 20 octobre 2010 concernant les mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel introduit des normes d'approvisionnement minimales pour l'ensemble des fournisseurs européens.

Ces derniers doivent garantir l'approvisionnement en gaz des clients protégés des États membres dans les cas suivants :

- températures extrêmes pendant une période de pointe de sept jours, se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans (pointe de froid au risque 5 %) ;
- une période d'au moins trente jours de demande en gaz exceptionnellement élevée, se produisant avec une probabilité statistique d'une fois en vingt ans ;
- pour une période d'au moins trente jours en cas de défaillance de la plus grande infrastructure gazière dans des conditions hivernales moyennes.

Les normes d'approvisionnement françaises sont plus exigeantes que les normes européennes, la France étant dépendante à près de 100% et en bout de chaine gazière. L'existence de références minimales au niveau européen peut conduire à s'interroger sur l'opportunité de disposer en France de normes plus exigeantes, alors que le marché du gaz est de plus en plus interconnecté. En tout état de cause, la possibilité pour un Etat membre d'imposer aux fournisseurs des critères plus stricts est prévue par la législation européenne, sous réserve que ces mesures soient justifiées à l'aide d'une évaluation des risques d'approvisionnement mise à jour périodiquement.

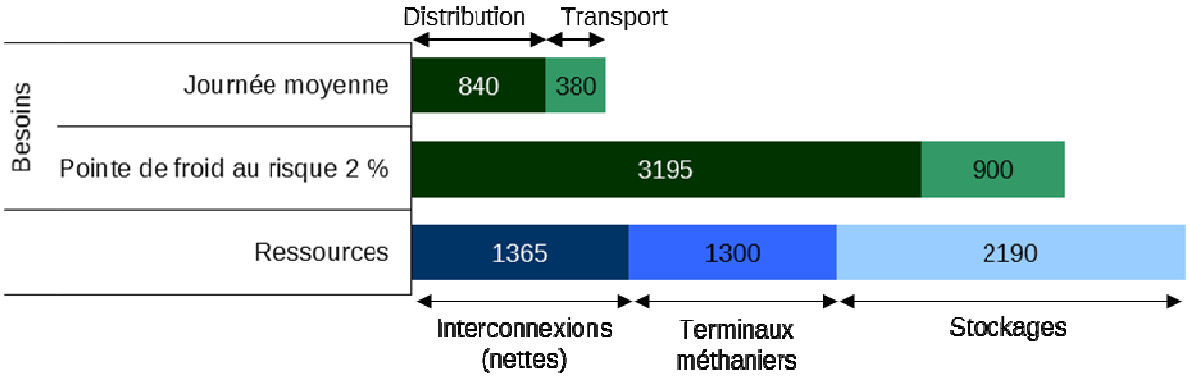
b) Les obligations de stockage des fournisseurs de gaz

Le rôle du stockage de gaz pour la sécurité d'approvisionnement

Le stockage de gaz est un élément essentiel pour l'approvisionnement gazier d'un pays non-producteur comme la France.

[4] Une figure des infrastructures gazières est présentée au paragraphe 2.2.

En injectant du gaz dans les stockages durant l'été et en le soutirant pendant l'hiver, les fournisseurs peuvent répondre à la consommation de leurs clients, fortement dépendante du climat pour la plupart d'entre eux[5]. Les capacités de stockage permettent de couvrir près de 40 % des volumes de gaz consommés en France au cours de l'hiver et sont indispensables lors des pointes de froid. Les interconnexions et les terminaux méthaniers français ne sont en effet pas dimensionnés pour importer suffisamment de gaz lors d'une pointe de froid, comme le démontre l'analyse du bilan physique qui présente la couverture des besoins des consommateurs français lors d'une pointe de froid.



Hypothèses : La figure présentée inclut la totalité des capacités fermes d'émission aux interconnexions en importation (2060 GWh/j) et en exportation (695 GWh/j), 100 % des capacités d'émission des terminaux méthaniers (en incluant Dunkerque) et 100 % des capacités des stockages en considérant que 55 % du volume utile a été soutiré.

Figure 4 : Capacités du système gazier et besoins lors d'une pointe de froid au risque 2 % (GWh/j)

En faisant l'hypothèse de la disponibilité de l'ensemble des infrastructures et de la maximisation des flux avec les pays frontaliers, l'analyse présentée ci-dessus indique que toutes les capacités d'émission des stockages et des interconnexions sont nécessaires pour garantir la continuité d'approvisionnement de l'ensemble des consommateurs français lors d'une pointe de froid au risque 2 % dès que le taux d'utilisation des terminaux méthaniers français est inférieur à 65 %. Pour mémoire, compte tenu du contexte du marché mondial du GNL, la moyenne des taux d'utilisation des terminaux sur les trois derniers hivers était d'environ 27 %. De plus, le taux d'utilisation des terminaux était de 46 % lors de la pointe de froid de février 2012.

Cette analyse indique ainsi que la totalité du parc de stockages apparait aujourd'hui nécessaire pour garantir la continuité d'approvisionnement, compte tenu notamment des critères d'approvisionnement en vigueur et des contraintes observées sur le marché du GNL. Les incertitudes sur l'évolution de l'approvisionnement de gaz naturel conduisent d'autre part à privilégier la conservation en réserve des sites de stockage mis sous cocon.

Enfin, dans un contexte où la totalité de la consommation française est importée, les stockages représentent la seule source garantie en amont de l'hiver. Ils assurent ainsi une certaine indépendance énergétique, puisqu'ils permettent de satisfaire plus de 60 jours de consommation en hiver en cas de perte des importations. Sur ce point, il convient de noter que les capacités de stockage ne sont donc pas uniformément réparties en Europe : la France, l'Allemagne et l'Italie sont les plus richement dotées en capacités de stockage. Au-delà des caractéristiques propres à chaque marché, la structure géologique nationale est l'un des principaux facteurs de développement.

Durant la première période de la programmation pluriannuelle de l'énergie, les infrastructures de stockage de gaz en France considérées comme nécessaires à la sécurité d'approvisionnement sont celles listées ci-dessous, à hauteur des volumes et débits mentionnés :

1°) Sites en exploitation commercialisant des capacités de stockage à hauteur de 137.9 TWh en volume et 2372.5 GWh/j en débit de soutirage :

[5] En France, la consommation de gaz naturel est très fortement saisonnalisée au cours de l'année. Cette saisonnalité s'explique avant tout par le poids de l'utilisation du gaz naturel pour le chauffage.

Liste des sites	Société	Année de mise en service	Type
Beynes	Storengy	1956	Aquifère
Céré-la-Ronde	Storengy	1993	Aquifère
Cerville-Velaine	Storengy	1970	Aquifère
Chemery	Storengy	1968	Aquifère
Etrez	Storengy	1980	Salin
Gournay (gaz B)	Storengy	1976	Aquifère
Germigny-sous-Coulomb	Storengy	1982	Aquifère
Tersanne	Storengy	1970	Salin
Saint-Illiers-La-Ville	Storengy	1965	Aquifère
Lussagnet	TIGF	1957	Aquifère
Izaute	TIGF	1981	Aquifère
Manosque	Géométhane	1993	Salin

2°) Sites disposant d'une autorisation d'exploiter et ayant cessé de commercialiser des capacités de stockage à hauteur de 9,5 TWh en volume et 60 GWh/j en débit de soutirage :

Liste des sites	Société	Année de mise en exploitation réduite	Type
Saint-Clair-sur-Epte	Storengy	2015	Aquifère
Soings-en-Sologne	Storengy	2014	Aquifère
Trois- Fontaines	Storengy	2014	Déplété

3°) Capacités additionnelles des sites en développement disposant d'une autorisation au titre du code minier et du code de l'environnement :

Liste des sites	Société	Année de mise en service prévisionnelle	Type	Volume Utile Gm3	Volume utile TWh	Débit GWh/j à 45% de volume utile	Débit Mm3/j à 45%volume utile
Hauterives	Storengy	2017	Salin	0,1	1,1	90	8
Lussagnet phase 1	TIGF	2020	Aquifère	0,11	1,3	86	7,4
Manosque 2	Géométhane	2019-2021	Salin	0,2	2,36	119	10,1
Ensemble des sites				**0,41**	**4,8**	**295**	**25,5**

Les obligations de stockage

En complément de leurs obligations de service public et en vue d'assurer un remplissage suffisant des stockages de gaz, les fournisseurs sont donc soumis à une obligation de détention de stocks de gaz suffisants, conformément au décret n° 2006-1034 du 21 août 2006 relatif à l'accès aux stockages souterrains de gaz naturel.[6]

[6] Des éléments complémentaires sur les stockages de gaz sont disponibles dans la partie 6.3.2.

Cependant, ce cadre réglementaire imposait des obligations limitées, ce qui n'a pas permis d'empêcher une chute rapide des souscriptions des capacités de stockage françaises à partir de 2009[7], comme illustré dans la figure ci-dessous. La part de stockage non souscrite a ainsi atteint près de 30 % en 2013.

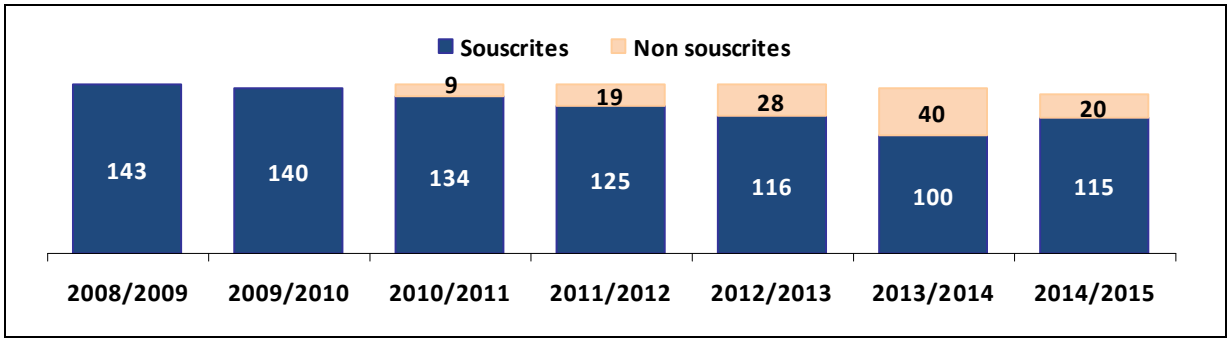


Figure 5 : Évolution de la souscription des capacités de stockage (TWh) (source : DGEC d'après Storengy et TIGF)

Le faible remplissage des stockages faisait peser des risques sur la possibilité d'approvisionner l'ensemble des consommateurs lors d'une pointe de froid.

En conséquence, une évolution du cadre règlementaire est intervenue le 12 mars 2014, avec l'adoption du décret n° 2014-328. Désormais, chaque fournisseur doit disposer d'une quantité significative de gaz en stock dès le début d'hiver, le volume des stocks à constituer étant déterminé en fonction de son portefeuille de clients raccordés au réseau de distribution. Le volume total de gaz naturel correspondant à cette obligation de stockage équivaut à environ 65 % des capacités de stockage nationales.

Le Gouvernement sera attentif à ce que le bon remplissage des stockages identifiés comme nécessaires à la sécurité d'approvisionnement soit assuré tout en veillant à la maîtrise des coûts du stockage pour le système gazier.

c) Le plan d'urgence gaz et la flexibilité de la demande gazière

En cas de crise et lorsque les mesures préventives ne sont pas suffisantes pour garantir l'approvisionnement des consommateurs français, des dispositifs spécifiques sont prévus dans le plan d'urgence gaz.

Ce plan est encadré par l'arrêté du 28 novembre 2013, pris sur le fondement du règlement 944/2010/UE. Il prévoit les modalités de gestion de l'insuffisance de l'offre de gaz en cas de crise sur le marché français, afin d'assurer en particulier la fourniture des consommateurs protégés en France – l'ensemble des clients raccordés aux réseaux de distribution – ou, par solidarité, dans un autre Etat membre. Il permet la mise en œuvre de mesures graduées parmi lesquelles :

- la recommandation par les pouvoirs publics de modérer la demande d'énergie ;
- l'utilisation des clauses d'interruptibilité offertes par certains contrats signés entre un consommateur et son fournisseur ou entre un consommateur et le gestionnaire de réseau auquel il est raccordé ;
- en dernier ressort, le délestage de consommateurs, en priorité industriels, par le gestionnaire de réseau auquel ils sont raccordés, sans indemnisation.

Actuellement, la contribution des deux dernières mesures à la gestion d'une crise semble limitée. Les flexibilités offertes par les contrats interruptibles représentent en effet moins de 2 % de la demande lors d'une pointe de froid, et celles des délestages sont de l'ordre de 5 % (200 GWh/j). Par ailleurs, la fiabilité du dispositif de délestage n'est pas assurée du fait de l'absence d'indemnisation pour les consommateurs industriels et d'une contractualisation insuffisante entre les consommateurs et les gestionnaires de réseau, les pénalités ou sanctions en cas de refus de délestage n'étant pas clairement formalisées.

[7] Le faible différentiel observé entre les prix été et hiver sur les marchés gaziers au cours des dernières années rendait moins attractif l'utilisation des stockages pour les expéditeurs.

Dans ce contexte, l'article 158 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte introduit des dispositions pour développer les flexibilités sur la demande gazière, notamment en cas de crise d'approvisionnement, à l'aide de dispositifs complémentaires d'interruptibilité rémunérée. Ce dispositif permettra de mobiliser de manière plus fiable la flexibilité des réseaux gaziers lors d'une crise d'approvisionnement.

1.3 Les interactions entre la sécurité d'approvisionnement en électricité et en gaz

Orientations

- ⇨ **Approfondir la coopération entre les gestionnaires des réseaux de transport de gaz et d'électricité sur les risques pour le système électrique en période de tension sur le système gazier et mettre en place des procédures de gestion de ces modes de défaillance communs.**

Les systèmes électrique et gazier sont interdépendants. Une crise électrique peut entraîner des difficultés d'acheminement du gaz, étant donné que le réseau gazier, du réseau de transport jusqu'aux installations chez le client final, ne peut fonctionner correctement sans électricité. Réciproquement, en fonction de la disponibilité des différentes centrales électriques et des possibilités d'importations, les centrales électriques à gaz[8] jouent un rôle essentiel dans le passage de la pointe électrique (d'autant plus avec la perspective annoncée de cessation d'activité des centrales de production au fioul d'EDF). Or, les pointes de consommation électrique ayant lieu lors des jours très froids d'hiver, ce qui coïncide avec les pointes de consommation de gaz, un déficit d'approvisionnement en gaz, conjugué à une vague de froid, peut avoir des conséquences sur l'approvisionnement en électricité. Il faut de plus ajouter à cela des tensions locales parfois fortes, comme en Bretagne ou en PACA où le réseau électrique est contraint, rendant nécessaire le fonctionnement de certaines centrales à gaz. Aujourd'hui, l'approvisionnement en gaz des centrales électriques peut être interrompu en application de clauses d'interruptibilité de leurs contrats d'approvisionnement.

Il convient d'approfondir la coordination existante entre GRTgaz/TIGF et RTE pour examiner plus précisément les liens de dépendances entre crises électriques et crises gazières, et en particulier les conséquences d'une crise gazière sur le système électrique, via son effet sur les centrales à gaz, en tenant compte du fait que la demande électrique est beaucoup plus variable dans la journée que la demande gazière, et que le délestage peut être plus facilement mis en place, de manière localisée et tournante, pour l'électricité.

1.4 La sécurité d'approvisionnement en produits pétroliers

Orientations

- ⇨ **Veiller à ce que les stocks stratégiques pétroliers soient efficacement répartis sur le territoire national afin de minimiser les risques de rupture d'approvisionnement en cas de crise. Il conviendra de rechercher l'équilibre entre l'efficacité du dispositif et son coût. Il sera notamment important de veiller à ce que la réduction des stocks stratégiques n'entraîne pas de conséquences négatives sur la viabilité des dépôts concernés.**
- ⇨ **Identifier les points de fragilité du système pétrolier suite à la crise de mai 2016.**

Actions concrètes 2016-2017

- ⇨ **Réviser la répartition des stocks stratégiques pétroliers sur le territoire en cohérence avec les flux logistiques et zones de consommation.**

[8] Centrales à cycles combinés gaz mais également turbines à combustion alimentées au gaz..

Documents de référence :

- ***Panorama Energies – climat, DGEC, édition 2015, fiches 9, 11 et 15.***
- ***Directive n°2009/119/CE du Conseil européen du 14 septembre 2009 faisant obligation aux États membres de maintenir un niveau minimal de stocks de pétrole brut et/ou de produits pétroliers.***
- ***Décret n°93-132 du 29 janvier 1993 modifié, portant création du CPSSP.***
- ***Décret n°93-1442 du 27 décembre 1993 modifié approuvant les statuts de la SAGESS et précisant ses relations avec l'État.***

1.4.1 Les enjeux de la sécurité d'approvisionnement des produits pétroliers

La sécurité énergétique consiste également à garantir un approvisionnement en produits pétroliers, à un prix compétitif. Cette notion renvoie à une variété de problématiques qui se situent à des échelles de temps très différentes :

- à long terme, l'épuisement des ressources en énergies fossiles et le besoin de lutter contre le changement climatique nécessite de diversifier le mix énergétique et de réduire la consommation énergétique et la dépendance aux produits pétroliers ;
- à moyen terme, une réalisation en temps utile des investissements est nécessaire pour permettre de satisfaire la demande en produits pétroliers ;
- à court terme, la sécurité d'approvisionnement correspond à la capacité à faire face à une interruption temporaire de l'approvisionnement en produits pétroliers, dont la cause peut être technique ou politique.

Deux types d'aléas majeurs peuvent remettre en cause la disponibilité en produits pétroliers :

- La perte d'une source d'approvisionnement : à titre d'exemple, la crise internationale provoquée par l'invasion du Koweït par l'Irak et la première guerre du Golfe qui en a découlé ont entraîné en 1990 une rupture des approvisionnements en pétrole irakien, alors même que ceux-ci représentaient l'année précédente près de 9% des approvisionnements de la France en pétrole brut.
- Les difficultés logistiques : au mois d'octobre 2010, un conflit social qui a débuté par une grève des dockers du port de Marseille dans les terminaux pétroliers de Fos et de Lavéra, a progressivement gagné l'ensemble des installations pétrolières, raffineries et dépôts, entraînant de fortes perturbations de la distribution des produits pétroliers sur le territoire national.

1.4.2 Les mesures mises en place pour assurer la sécurité d'approvisionnement

Favoriser la diversification des approvisionnements

La sécurité d'approvisionnement ne doit pas être confondue avec les concepts d'autarcie ou d'indépendance énergétique. En effet, un approvisionnement extérieur peut être sûr, s'il s'appuie sur des fournisseurs fiables et diversifiés dans le cadre de marchés efficients, un système en autarcie pouvant aussi avoir des fragilités en cas de défaillance interne de nature technique, industrielle ou politique.

La diversification des sources d'approvisionnement constitue, avec la politique d'économies d'énergie et celle du développement des énergies renouvelables, l'un des piliers de la sécurité d'approvisionnement. A cet égard, la vulnérabilité de la France est limitée grâce à un éventail large de pays fournisseurs, pour les importations de pétrole brut comme de produits pétroliers, combiné à la flexibilité des marchés pétroliers mondiaux. Ainsi, le pétrole importé provenait en 2015 à 28% des pays de l'ex-URSS, à 24% du Moyen-Orient, à 22% d'Afrique subsaharienne, à 14% d'Afrique du Nord, et à 11% de Mer du Nord.

Les stocks stratégiques

Parallèlement à la diversification des approvisionnements, les stocks stratégiques constituent un instrument essentiel pour assurer la sécurité des approvisionnements de la France en produits pé-

troliers en cas de crise. Ces stocks stratégiques consistent à conserver une quantité de divers produits pétroliers permettant de surmonter une rupture momentanée d'approvisionnement. Ils peuvent être utilisés à l'initiative de l'Agence internationale de l'énergie après accord de l'ensemble des nations membres de l'agence ou à l'instigation des seuls pouvoirs publics français, en cas de dysfonctionnement exceptionnel des circuits d'approvisionnement pouvant entraîner une pénurie ou un risque de pénurie de produits pétroliers.

La réglementation française fait reposer l'obligation de constituer et de conserver les stocks stratégiques pétroliers sur les opérateurs réalisant des opérations de mises à la consommation[9]. Parmi eux, les distributeurs ayant le statut d'entrepositaires agréés doivent déléguer la gestion d'une partie[10] de ces stocks au Comité professionnel des stocks stratégiques pétroliers (CPSSP), qui recourt principalement aux services de la Société anonyme de gestion des stocks de sécurité (SAGESS) pour la constitution et la conservation de ces stocks ; ils assurent la gestion du reliquat de stocks par leurs moyens propres. Les autres distributeurs délèguent la totalité de la gestion de leur obligation au CPSSP. Les distributeurs versent au CPSSP une rémunération correspondant aux prestations qu'il réalise à leur profit.

En plus des distributeurs pétroliers, qui sont les obligés, le système repose donc sur trois entités :

- Le **CPSSP**, comité professionnel de développement économique.
- La **SAGESS**, société anonyme dont l'actionnariat est constitué par les opérateurs pétroliers bénéficiant du statut d'entrepositaire agréé et soumis à obligation de stocks stratégiques.
- Les **pouvoirs publics** qui assurent la tutelle et le contrôle du système, notamment par le biais de la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) et de la direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes (DGCCRF). La DGEC est responsable de l'organisation du système et autorise la mise en circulation des stocks.

La SAGESS agit en tant que prestataire pour le CPSSP et, à ce titre, réalise des opérations d'achat ou de vente de produits et assure leur stockage par le biais de contrats d'entreposage établis auprès d'opérateurs disposant de capacités de stockage.

Les stocks à entretenir représentent réglementairement 29,5% des volumes de produits finis mis à la consommation au cours d'une année calendaire et sont constitués de produits finis, de pétrole brut ou de produits intermédiaires de raffinage.

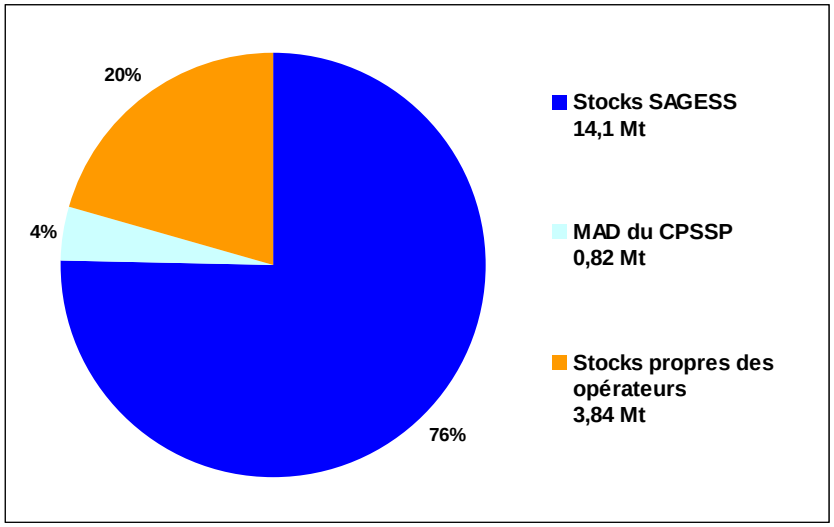


Figure 6 : Structure de stocks stratégiques (source : DGEC)

Les stocks stratégiques sont mis en circulation par décision administrative selon les modalités suivantes :

[9] Article L642-2 du code de l'énergie : opération entraînant l'exigibilité des taxes intérieures de consommation sur un produit pétrolier figurant sur la liste de l'article L642-3 ou livre à l'avitaillement des aéronefs un produit pétrolier figurant sur cette liste.
[10] 90% ou 56% au choix.

- Maintien du niveau de stocks par « délocalisation » : les stocks stratégiques de la SAGESS sont mis en circulation dans la zone où le besoin est avéré, compte tenu d'un risque de rupture d'approvisionnement ou en cas de rupture constatée ; les stocks consommés sont contrebalancés par d'autres stocks mis à disposition par les opérateurs pétroliers dans des zones où la situation est normale.
- Diminution du niveau des stocks par prêt ou vente de produits par la SAGESS ainsi que par la baisse de l'obligation, qui a pour effet de permettre aux opérateurs de consommer les stocks stratégiques dont ils sont détenteurs. Les stocks doivent être reconstitués dans les délais les plus brefs une fois la situation logistique revenue à la normale.

L'efficacité des stocks stratégiques est donc intimement liée à la qualité des infrastructures de stockage ou de transport qui permettent de les conserver et de les faire circuler, qu'il s'agisse de les mettre en place, de conserver leur qualité ou de les utiliser. Actuellement, les stocks sont répartis dans les raffineries, dépôts d'importation et dépôts de maillage. Leur répartition permet donc de disposer de stocks au plus près des zones de consommation. Il est ainsi demandé à la SAGESS de disposer au minimum de 10 jours de consommation en essences et 15 jours de consommation en gazole dans chaque zone de défense et de sécurité. En dépit de cet effort de répartition, une part importante de ces stocks est néanmoins concentrée dans les raffineries, ainsi que dans les stockages souterrains de la société GEOSEL près de Manosque.

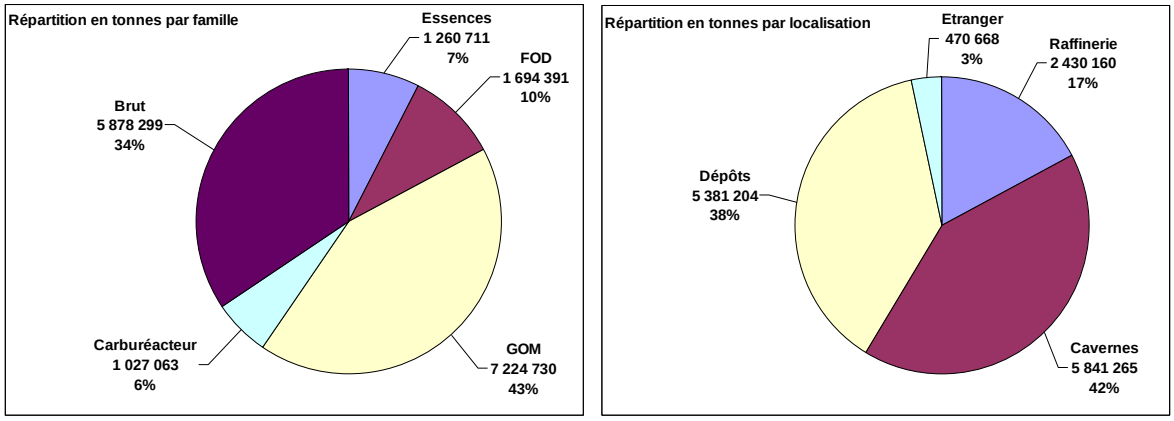


Figure 7 : Stocks de la SAGESS (source : SAGESS)

Le niveau des stocks stratégiques étant proportionnel aux quantités de produits mis à la consommation, la diminution attendue des consommations de produits pétroliers d'origine fossile (conformément à l'objectif de réduction de la consommation énergétique primaire des énergies fossiles de 30% en 2030 par rapport à 2012 introduit par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte) entraînera une baisse du niveau des stocks stratégiques à entretenir.

Les pouvoirs publics seront particulièrement vigilants à ce que les stocks stratégiques soient maintenus au plus près des zones de consommations, tout en permettant une utilisation optimale des infrastructures de stockage existantes. Cette exigence va de pair avec le maintien du maillage du territoire national en dépôts de stockage d'hydrocarbures. Il sera notamment important de veiller à ce que la réduction des stocks stratégiques n'entraîne pas de conséquences négatives sur la viabilité des dépôts concernés.

La composition des stocks stratégiques, tout particulièrement la répartition entre produits finis et pétrole brut, devra prendre en compte les éventuelles évolutions de l'outil de raffinage français.

1.5 La sécurité d'approvisionnement en uranium

La sécurité d'approvisionnement en uranium pour les besoins de la production électrique relève d'EDF, qui gère l'ensemble du parc électronucléaire français.

Les besoins de l'électricien en uranium dépendent principalement des facteurs suivants :

- l'évolution du parc nucléaire et de ses modalités de fonctionnement ;

- le niveau de prix de l'uranium naturel[11] ;
- la stratégie de recyclage des combustibles avec l'utilisation du combustible « MOX ».

La consommation d'EDF pour le parc français représente environ 8 000 tonnes d'uranium naturel par an, soit environ 13% de la consommation mondiale qui s'élève à environ 62 000 tonnes.

Les ressources conventionnelles mondiales sont estimées à 7,6 millions de tonnes, et correspondent à un ratio ressources/production de plus de 120 ans à consommation constante. Ces ressources sont globalement bien réparties sur le plan géographique avec principalement l'Australie (1,8 MtU), l'Afrique (1,6 MtU), l'Asie Centrale (1,4 MtU), l'Amérique du Nord (1,1 MtU).

Pour renforcer sa sécurité d'approvisionnement, EDF utilise plusieurs leviers :

- la diversification géographique et commerciale des sources d'approvisionnement pour chaque étape du cycle du combustible (pour la mine, la conversion, l'enrichissement et la fabrication des assemblages). Cette diversification est particulièrement importante sur la mine, puisqu'EDF se fournit dans 7 pays (notamment le Kazakhstan, le Canada, l'Australie et le Niger) auprès de 7 fournisseurs différents ;
- la sécurisation contractuelle sur le long terme. Les besoins d'EDF sont presqu'intégralement couverts sur les dix prochaines années et au trois quarts sur les cinq années suivantes ;
- la gestion des stocks. Des stocks importants d'uranium sont présents sur l'ensemble du cycle du combustible nucléaire (mine, conversion, enrichissement, combustible neuf, combustible en réacteur, combustible en réserve). Ces stocks permettent d'assurer un fonctionnement des réacteurs du parc électronucléaire français sur plusieurs années, répondant ainsi aux risques de rupture d'approvisionnement.

1.6 Conclusion

La sécurité d'approvisionnement énergétique de la France doit également être appréciée au regard de ses importations d'énergie, et se mesure par son taux d'indépendance énergétique. Celui-ci est défini comme le rapport entre la production nationale d'énergies primaires (charbon, pétrole, gaz naturel, nucléaire, hydraulique, énergies renouvelables) et les disponibilités totales en énergies primaires, une année donnée. Le tableau ci-dessous présente son évolution depuis 1973. La nette hausse du taux en 2014 par rapport à 2013 (+ 2,7 points) s'explique notamment par la hausse de la production d'électricité nucléaire et par la baisse de la consommation**.**

	1973	1990	2002	2012	2013	2014
Taux d'indépendance énergétique (%)	**23,9**	**49,5**	**50,8**	**52,6**	**53,1**	**55,8**
Variation annuelle moyenne sur la période (%)	**/**	**4,4**	**0,2**	**0,3**	**1,1**	**4,9**

Tableau 3 - Evolution du taux d'indépendance énergétique français (source : SOeS)

[11] Le prix de l'uranium impacte la stratégie de l'électricien en termes d'utilisation des matières radioactives, notamment au niveau de l'importation, de l'enrichissement ou du retraitement de l'uranium. Par contre, le coût de l'uranium ne représente qu'un tiers du prix total du combustible et n'impacte donc que de manière marginale le coût variable de production des centrales nucléaires (environ 5 %).

2 Les infrastructures et la flexibilité du système énergétique

Cette seconde partie couvre les enjeux et les dispositions relatifs au développement équilibré des réseaux, du stockage et de la transformation des énergies, et du pilotage de la demande d'énergie notamment dans la perspective des besoins croissants de flexibilité du système énergétique.

Cette partie traite successivement du système électrique, des infrastructures gazières et du stockage de gaz, des infrastructures pétrolières et du stockage pétrolier, des réseaux de chaleur, et enfin des interactions et transferts entre énergies.

2.1 Le système électrique

2.1.1 Introduction – les sources de flexibilité du système électrique

Recommandations

⇨ **Préciser d'ici la prochaine PPE les besoins de flexibilité du système électrique à l'horizon 2023 et 2030, et identifier les leviers de flexibilité les plus pertinents au plan technique et économique.**

Assurer la sûreté du système électrique nécessite de disposer d'une flexibilité suffisante pour faire face aux variations de court terme de l'offre et de la demande. Un diagnostic des besoins de flexibilité induits par l'accroissement de la variabilité de l'offre et de la demande à court terme, conséquence de l'arrivée des énergies renouvelables et du développement de nouveaux usages de l'électricité, a été présenté au paragraphe 1.1.1 du présent volet. Ce diagnostic effectué par RTE montre que le système électrique est capable de faire face aux besoins de flexibilité à l'horizon 2023, grâce notamment aux installations hydroélectriques.

Il importe cependant de s'assurer dès maintenant que les infrastructures énergétiques, dont les durées de vie sont généralement longues par rapport aux évolutions du système électrique, soient capables de contribuer aux besoins croissants de flexibilité au-delà de 2023. L'analyse de RTE fait en effet état d'une modification significative de l'allure de la courbe de consommation résiduelle (i.e. nette de la production renouvelable) dans un mix électrique comprenant 36 GW d'éolien installé, dont 9 en mer, et 24 GW de PV, ces niveaux pouvant être atteints à l'horizon 2025 si les objectifs de la PPE sont atteints.

Pour équilibrer en temps réel les niveaux de production et de consommation sur le territoire et gérer l'intermittence, le système électrique dispose de quatre leviers complémentaires :

- **Le pilotage de la demande électrique** permet de déplacer les périodes de forte consommation vers les périodes de forte production renouvelable. Les effacements peuvent également rendre des services au système en proposant des réductions rapides de la consommation.
- **Le stockage**, qui peut être alternativement une source de production et de consommation, est potentiellement capable de faire face à tous les enjeux liés à la gestion de l'intermittence. Le stockage permet d'aplanir les pointes de production renouvelable et de transférer l'énergie vers les pointes de consommation, et ce à différentes échelles temporelles (allant de moins d'une heure à plusieurs années en fonction des technologies) : à ce titre, il contribue aussi bien à la gestion des périodes de surplus que des périodes de déficit de production renouvelable. Le stockage est potentiellement capable de participer aux services systèmes et de mettre son inertie au service du système électrique.
- **Le réseau** (transport, distribution et interconnexions) est le seul moyen qui permet d'agréger géographiquement la production renouvelable et de bénéficier ainsi des effets de foisonne-

ment de leur production, ce qui facilite la gestion de l'intermittence. Le réseau permet par ailleurs de raccorder les centres de demande aux sites au fort potentiel de production renouvelable.

– **Les unités de production** programmables et flexibles participent aux mécanismes de réserve et sont capables de faire varier leur niveau de production pour s'ajuster à la consommation résiduelle. Certaines peuvent démarrer rapidement (entre 15 et 30 minutes) pour couvrir les périodes de faible production renouvelable, et à l'inverse s'arrêter lorsque les énergies renouvelables sont suffisantes. La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit que les installations de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables raccordées au réseau de distribution soient progressivement mieux intégrées au système électrique, lorsque cela est justifié d'un point de vue technique et économique.

Le développement de ces sources de flexibilité doit accompagner l'essor des énergies renouvelables de manière à respecter les exigences de sécurité de l'approvisionnement électrique.

2.1.2 Le pilotage de la demande électrique

Objectifs

⇨ **Compenser l'érosion des effacements tarifaires et développer de nouveaux effacements, en atteignant 5 GW d'ici 2018 et 6 GW d'ici 2023.**

Orientations

⇨ **Introduire un signal prix à pointe mobile dans les tarifs réseaux, pour renforcer l'incitation à la maîtrise de la consommation à la pointe et favoriser le développement des effacements.**

Actions concrètes 2016-2017

⇨ **Mettre en place la nouvelle procédure d'appels d'offres pour les effacements introduite par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte.**

⇨ **Démarrer le mécanisme de capacité, prévu en 2017, afin de favoriser le développement des effacements en révélant leur valeur de long terme pour la sécurité d'approvisionnement.**

Document de référence :

⇨ ***Rapport panorama énergies climat – Fiche « La production d'électricité et l'effacement de consommation en France » Edition 2015 – DGEC***

⇨ ***Règles pour la valorisation des effacements de consommation sur les marchés de l'énergie – RTE***

2.1.2.1 Etat des lieux des effacements de consommation

Les effacements de consommation, un levier de flexibilité utile au système électrique

Un effacement de consommation d'électricité se définit, pour un consommateur donné, comme l'action visant à baisser temporairement, sur sollicitation ponctuelle, son niveau de soutirage sur les réseaux de transport ou de distribution d'électricité par rapport à un programme prévisionnel de consommation ou à une consommation estimée.

Les effacements de consommation constituent un moyen efficace et respectueux de l'environnement pour répondre à la pointe de consommation constatée en hiver, en évitant la construction de moyens de production de pointe émetteurs de CO2. Ils contribuent ainsi à la sécurité du système électrique français, caractérisé par des « pointes de consommation » lors des vagues de froid hivernales du fait de la très forte thermo-sensibilité de la consommation française. Les effacements permettent également de limiter les besoins de renforcement du réseau et les coûts afférents. Leur rentabilité dépend des écarts de prix de marché de l'électricité entre les périodes de pointe et de creux, qui aujourd'hui demeurent relativement faibles.

Ils contribuent à la transition énergétique et accompagnent le développement des énergies renouvelables, en apportant une réponse structurelle à l'enjeu croissant de l'intermittence de la production électrique en France et en Europe.

On peut distinguer différents types d'effacements de consommation, selon que l'effacement résulte d'un report de la consommation, de l'utilisation d'un moyen de production d'électricité de substitution ou d'économies d'énergie qui se traduisent par des baisses de factures, notamment pour les ménages.

Les effacements de consommation peuvent être obtenus selon plusieurs procédés. Le fournisseur peut envoyer un signal tarifaire à son consommateur (par exemple un prix majoré les jours de pointe), qui adapte alors de lui-même sa consommation. Les effacements peuvent également être réalisés par des « opérateurs d'effacements » indépendants des fournisseurs, qui incitent les consommateurs à s'effacer. L'émergence du métier d'« opérateur d'effacement » contribue aujourd'hui au développement de la flexibilité des consommateurs. Ces opérateurs développent en effet des compétences pour identifier et exploiter les capacités d'effacement chez les consommateurs, agréger les différents profils d'effacement afin de répondre aux besoins du système électrique, et valoriser ces effacements sur les marchés.

Les premiers mécanismes de soutien aux effacements ont été mis en place via des options tarifaires dès 1982 avec la tarification EJP (Effacement Jours de Pointe), puis Tempo (1996), qui ont pour principe d'inciter le consommateur à réduire de lui-même sa consommation via un tarif fortement majoré pendant des périodes de pointe. Après avoir représenté jusqu'à 6 GW à la fin des années 90, la puissance disponible de ces effacements a fortement décru en raison de la fermeture de grands sites industriels, de la sortie progressive des industriels des tarifs réglementés de vente, du niveau du prix du fioul qui réduit l'intérêt de procéder à des effacements électriques pour les utilisateurs équipés de groupes diesel et s'ajoute au coût de maintenance des groupes devenus âgés. Les clients ayant souscrit un tarif à effacement représentent, début 2015, un potentiel d'effacement de près de 1900 MW.

Cadre de valorisation des effacements de consommation

Afin d'encourager le développement des capacités d'effacement et de révéler leur valeur pour le système électrique, la France a mené une réforme en profondeur de son marché de l'électricité, en permettant la participation des effacements à l'ensemble des mécanismes qui le composent :

- participation au marché d'ajustement, via le « Mécanisme d'Ajustement » (réserves dites « rapide » et « complémentaires »), depuis 2003 pour les industriels et 2007 pour l'effacement diffus. Par ailleurs, les effacements de consommation font l'objet d'appels d'offres spécifiques portant sur la réservation de capacité activable sur le mécanisme d'ajustement. Ces appels d'offres ont permis de contractualiser une capacité d'environ 1000 MW pour l'hiver 2014-2015 ;
- participation directe des effacements sur le marché de l'énergie, via le mécanisme dit « NEBEF » depuis le 1er janvier 2014 ;
- participation aux services système (réserves dites « primaire » et « secondaire ») pour les sites raccordés au réseau de transport depuis l'ouverture d'une expérimentation le 1er juillet 2014 ;
- participation au mécanisme de capacité, qui permettra de révéler la valeur de long terme des effacements pour le système électrique ;

A ce titre, la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 (dite « loi Brottes ») a mis en place un cadre réglementaire, complété par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, permettant la valorisation des effacements de consommations d'électricité sur les marchés de l'énergie, tout en favorisant l'émergence d'opérateurs d'effacement indépendants.

Gisement actuel d'effacements

Au total, le potentiel d'effacement pour l'hiver 2014-2015 était estimé à environ 3 700 MW, composés principalement des tarifs réglementés EJP et Tempo (1 900 MW), du potentiel d'effacement des offres de marché des fournisseurs (350MW), d'effacements issus des appels d'offres mis en place par la loi NOME en 2010 sur le mécanisme d'ajustement (1000 MW) et d'effacements sur le dispositif de réserves rapides et complémentaires (400 MW).

A ces dispositifs s'ajoutent les produits valorisant la flexibilité des consommateurs, qui se distinguent par leur court préavis, comme les services système et l'interruptibilité.

2.1.2.2 Les gisements identifiés à l'horizon de la PPE

Les travaux préparatoires de la PPE, menés en lien avec RTE, ont permis d'identifier des gisements de flexibilité dans les secteurs résidentiel, industriel et tertiaire.

Dans le secteur résidentiel, l'enjeu est de mieux valoriser à l'avenir la capacité de certains consommateurs à réduire leur consommation aux périodes de pointe. Il s'agit en particulier:

- des ménages capables d'effectuer des effacements longs grâce au recours à une autre forme d'énergie en substitution, essentiellement du bois;
- des ménages capables de procéder à des effacements courts, (durée inférieure à une heure), grâce notamment au pilotage de la demande d'eau chaude sanitaire ou du chauffage électrique. Pour ces consommateurs, le potentiel d'effacement dépend en réalité des hypothèses d'effet report, qui font actuellement l'objet de travaux d'approfondissement par RTE.

Au total, le gisement théorique dans le résidentiel est estimé entre 3 et 4 GW, dont environ 1,2 GW est valorisé aujourd'hui. La capacité à mobiliser ce gisement dépendra toutefois des coûts associés, qui sont susceptibles d'évoluer avec les progrès technologiques, et devront pouvoir être justifiés au regard des bénéfices pour la collectivité.

Dans les secteurs industriel et tertiaire, le gisement technique varie selon les domaines d'activité. A l'horizon 2023, le gisement accessible est estimé entre 3 et 4 GW, dont environ 2,5 GW sont valorisés aujourd'hui.

Sur ce segment, le développement de l'offre d'effacement constitue toutefois un objectif ambitieux, dès lors que la suppression des tarifs réglementés jaunes et verts, en particulier des tarifs "EJP" va mécaniquement conduire à une érosion de l'offre d'effacement, compte tenu des signaux de marché actuels.

En conséquence, l'objectif est de disposer (sur l'ensemble des segments de consommation, hors interruptibilité et services système) d'un potentiel d'effacement de 5 GW en 2018 et 6 GW à l'horizon 2023.

2.1.3 Les réseaux électriques

Orientations

- ⇨ **Poursuivre les travaux de développement des interconnexions identifiées dans le schéma décennal de développement du réseau de RTE et étudier l'opportunité de développer de nouvelles interconnexions au regard d'une analyse coût-bénéfice et de l'acceptabilité des projets.**
- ⇨ **Veiller à l'actualisation annuelle du schéma décennal élaboré par RTE, contrôlé par la CRE et compatible avec le plan décennal européen de réseaux de transport.**
- ⇨ **Continuer à investir dans les réseaux électriques en les adaptant aux nouvelles réalités (appels d'offres, autoproduction/autoconsommation, développement du photovoltaïque).**
- ⇨ **Mettre en place des instruments permettant aux autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE) et aux gestionnaires de distribution de mieux prioriser et coordonner leurs investissements.**
- ⇨ **Réviser les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3RENR) pour prévenir leur saturation et mettre en place ces schémas dans les régions ultra-marines.**
- ⇨ **Déployer les 30 millions de compteurs communicants Linky avant la fin de la deuxième période de la PPE, en veillant à ce que les consommateurs domestiques précaires disposent d'une offre de transmission de données de consommation au moyen d'un dispositif déporté d'affichage en temps réel.**

- ⇨ **Développer les réseaux intelligents : accompagner le passage de la phase des démonstrateurs smart grids au déploiement industriel de ces solutions à partir du retour d'expérience des démonstrateurs en cours, et s'assurer de la mise en œuvre des expérimentations prévues dans la loi à échéance de 2018.**

Actions concrètes 2016-2017

- ⇨ **Mettre en place le « Comité du système de distribution publique d'électricité » (CSDPE) chargé d'examiner la politique d'investissement des gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité, ainsi que des Autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE) et des entreprises locales de distribution (ELD).**
- ⇨ **Poursuivre les actions labellisées « Réseaux Electriques Intelligents » pour amplifier la dynamique engagée par les nombreux démonstrateurs.**
- ⇨ **Mettre en œuvre le décret relatif aux services de flexibilité locaux sur les réseaux publics de distribution publié en mai 2016.**

Document de référence :

- ⇨ ***Schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité, RTE, 2015.***
- ⇨ ***Délibérations de la Commission sur le TURPE et sur le programme d'investissements (pour le réseau de transport uniquement).***

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte engage une transformation du mix électrique par un développement accru des énergies renouvelables. Cette transition entraine une modification significative des flux d'électricité sur le réseau électrique, qui nécessite le renforcement de la capacité du réseau afin de parer l'apparition de goulots d'étranglements (appelés congestions) et garantir la sécurité d'approvisionnement de l'ensemble des territoires. En mutualisant les aléas de production et de consommation, les réseaux électriques permettent de mieux intégrer les énergies renouvelables et créent de la valeur pour tous les utilisateurs du système électrique.

Dans le contexte de la transition énergétique, les besoins en investissements sur les réseaux sont particulièrement importants et devraient continuer de croître pour s'adapter aux nouveaux modes de production et de consommation et maintenir la qualité de service.

Quelques chiffres

Géré par RTE, le réseau public de transport d'électricité est constitué de toutes les lignes exploitées à une tension supérieure à 50 kV sur le territoire métropolitain continental. Il comprend 105 448 km de lignes électriques à haute et très haute tension, 1 223 transformateurs et 3 960 postes de livraison. Par ailleurs, le réseau public de transport d'électricité français est interconnecté avec 6 pays (Grande-Bretagne, Belgique, Allemagne, Italie, Espagne et Suisse). Les capacités d'échange globales de la France s'élèvent fin 2015 à environ 17 GW pour l'export et 13 GW pour l'import (soit un taux de 10,5 %).

Les réseaux de distribution d'électricité sont constitués d'ouvrages de moyenne tension (entre 1 000 V et 50 kV) et d'ouvrages de basse tension (inférieure à 1 000 V). La distribution publique d'électricité s'exerce dans le cadre de concessions locales attribuées par les autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE), généralement par l'intermédiaire de syndicats d'électrification intercommunaux. Enedis (ex-ERDF) est, sur 95 % du territoire métropolitain, le concessionnaire obligé des AODE pour la gestion de leurs réseaux de distribution d'électricité. 5% du territoire métropolitain sont par ailleurs desservis par les quelque 150 « entreprises locales de distribution » (ELD). Enedis exploite 1,3 million de km de lignes, 774 500 postes de distribution (HTA/BT) et 2 251 postes sources (HTB/HTA), desservant 35 millions de clients.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) sont fixés par la Commission de régulation de l'énergie par période de 4 ans. Ils sont établis, pour le transport d'électricité, au regard des coûts supportés par RTE, gestionnaire unique du réseau public de transport et, pour la distribution, des coûts supportés par Enedis. La couverture des charges de capital permet aux gestionnaires

de réseau de dégager des ressources qui contribuent à réaliser les investissements nécessaires à la viabilité et au développement des réseaux.

Les tarifs sont accompagnés de dispositifs de régulation incitative, afin notamment d'inciter les gestionnaires de réseaux à mieux maîtriser leurs coûts ou à améliorer la qualité de l'alimentation.

Le quatrième TURPE est entré en vigueur, pour le transport au 1er août 2013, et pour la distribution au 1er janvier 2014. Le prochain tarif TURPE 5, prévu en 2017, devrait permettre des évolutions de la structure tarifaire dans le contexte de la transition énergétique et une régulation spécifique pour le déploiement des compteurs communicants. La Commission de régulation de l'énergie a entamé à l'été 2015 un processus de consultation afin de préparer la révision des tarifs. La CRE a publié en janvier 2016 une première délibération portant projet d'orientations pour la structure des prochains tarifs. Elle prévoit notamment l'introduction d'une option à pointe mobile pour la moyenne tension.

2.1.3.1 Des besoins accrus d'investissements dans un contexte de transition énergétique

Sur le réseau de transport

Dans la décennie à venir, les investissements sur le réseau sont estimés en moyenne à 1,5 milliard d'euros par an, dont 1 milliard pour le développement du réseau et 400 millions d'euros pour le renouvellement des équipements selon RTE.

En effet, l'essor d'une production électrique décentralisée se traduit par l'apparition de nouvelles zones de production, induisant un besoin de renforcement du réseau de transport. Par ailleurs, le caractère intermittent des énergies renouvelables, en développement dans toute l'Europe, ainsi que l'objectif d'intégration des marchés européens renforcent le besoin d'interconnexions entre la France et ses voisins.

RTE anticipe ainsi un besoin de création et de renforcement d'ouvrages de l'ordre de 2000 km pour la décennie à venir :

- 1200 km de nouveaux ouvrages souterrains et sous-marins en courant continu et les stations de conversion associées ;
- environ 600 km de renforcements du réseau existant ou de nouveaux circuits en courant alternatif aérien 400 kV en substitution d'ouvrages existants ;
- près de 900 km de liaisons souterraines et un peu plus de 400 km de liaisons aériennes en courant alternatif 225 kV.

Ces investissements permettront notamment de créer 4 GW de capacité d'accueil de production éolienne offshore supplémentaire et 10 GW de capacités d'interconnexions additionnelles.

Après la mise en service de l'interconnexion entre Baixas et Santa Llogaia, une nouvelle interconnexion avec l'Italie sera mise en service en 2017. Trois autres interconnexions sont en cours d'instruction avec la Grande-Bretagne et d'autres sont à l'étude avec l'Espagne et avec l'Irlande.

Sur les réseaux de distribution

Enedis est entré depuis 2005 dans un nouveau cycle d'investissements. Les investissements prévus par Enedis hors Linky pour 2016 sont de 3 255 M€, en hausse de 2.5% par rapport à 2015 (3 175 M€). Les autorités concédantes investissent également chaque année (aides comprises) de l'ordre de 800 à 900 M€ dans les réseaux de distribution.

Sur la période 2015-2023, les besoins d'investissements dans les réseaux de distribution d'électricité vont continuer de croître pour plusieurs raisons :

- l'arrivée de nouvelles sources de production et de flexibilité sur les réseaux de distribution modifie leur structure ;
- le maintien d'un haut niveau de qualité de l'électricité distribuée nécessite de renouveler et de sécuriser les réseaux existants.

Les réseaux de distribution ont été initialement conçus uniquement dans un sens descendant, c'est-à-dire pour acheminer l'électricité vers les zones de consommation. Or le réseau basse et moyenne tension accueille aujourd'hui l'essentiel des nouvelles capacités d'énergies renouvelables décentralisées, nécessitant des démarches de modernisation afin de permettre un fonctionnement bidirection-

nel des réseaux. A ce titre, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit la mise en œuvre d'expérimentations visant à optimiser localement, sur des portions du réseau public de distribution, la gestion des flux d'électricité entre consommateurs et producteurs. Les modalités de développement de ces services locaux de flexibilité ont été définies par décret.

Le développement des énergies renouvelables couplé à l'arrivée du véhicule électrique modifie ainsi profondément la structure et la gestion du réseau basse et moyenne tension.

Le développement de la production décentralisée, notamment dans des zones de consommation peu denses, nécessite généralement la création ou le renforcement des ouvrages de réseau. A cet égard, la localisation des installations de production décentralisée par rapport aux capacités d'accueil du réseau ainsi que la taille des installations sont déterminantes en termes de coûts de raccordement. En outre, l'arrivée de la production intermittente apporte de nouvelles contraintes en matière de gestion du réseau, face auxquelles la modulation de la production est une piste envisagée.

En matière d'intégration des véhicules électriques, les investissements vont dépendre notamment de la nature des bornes installées (recharges rapides ou lentes), qui génèrent plus ou moins de contraintes sur le réseau.

Par ailleurs, les investissements en faveur de la qualité et de la modernisation sont en croissance. Parmi les programmes prioritaires figurent la sécurisation et la fiabilisation des postes sources en zone urbaine dense, la prolongation de la durée de vie des réseaux moyenne tension aérien dans les zones rurales ainsi que le renouvellement des câbles souterrains vétustes dans les métropoles.

Au regard de cette croissance des investissements sur le réseau de distribution et du caractère stratégique de ce dernier pour l'intégration des énergies renouvelables, une coordination efficace et une gouvernance claire sont essentielles dans les prochaines années. La création d'un « Comité du système de distribution publique d'électricité » (CSDPE) par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, chargé d'examiner la politique d'investissement des gestionnaires des réseaux publics de distribution d'électricité, ainsi que des Autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE) et des entreprises locales de distribution (ELD), constituera un outil essentiel de cette coordination.

Le CSDPE démarrera son activité en 2016. Il sera également destinataire des synthèses des travaux des Conférences Départementales afin de s'assurer de l'adéquation entre les politiques nationales et locales d'investissements.

2.1.3.2 Un recours nécessaire aux outils de planification existants

L'horizon d'investissement – de l'ordre de la décennie – qui sous-tend l'évolution du réseau de transport justifie le recours à des instruments de planification. Cette planification est d'autant plus complexe qu'elle s'appuie sur plusieurs documents, établis à la fois au plan national et européen.

Au plan européen, le 3ème paquet « marché intérieur » adopté par les Etats membres de l'Union européenne en 2009, a mis en place plusieurs outils pour faciliter la construction de l'Europe électrique. Il prévoit notamment l'élaboration de « codes de réseaux », qui visent à harmoniser les pratiques européennes dans le domaine des réseaux, afin d'améliorer la sûreté électrique dans un contexte de développement rapide des énergies renouvelables. Ces codes devraient tous avoir été approuvés d'ici fin 2016, et devront être intégrés au cadre réglementaire français sur la première période de la PPE.

Le 3ème paquet instaure également une démarche de planification des investissements du réseau de transport : l'association des gestionnaires de réseaux européens (ENTSO-E) doit publier tous les deux ans un plan décennal européen de développement du réseau de transport d'électricité européen (TYNDP[12]). Au plan national, chaque gestionnaire de réseau de transport élabore ensuite son schéma décennal de développement du réseau, qui doit être cohérent avec le plan établi par ENTSO-E. Il est établi sur la base de l'offre et de la demande existantes ainsi que sur les hypothèses raisonnables à moyen terme de l'évolution de la production, de la consommation et des échanges d'électricité sur les réseaux transfrontaliers. Il mentionne les principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou modifiées de manière significative dans les dix ans, répertorie les investissements déjà décidés ainsi que les nouveaux investissements qui doivent être réalisés dans

[12] Ten-Year Network Development Plan

les trois ans, en fournissant un calendrier de tous les projets d'investissements. Chaque année, le schéma décennal est soumis à l'examen de la Commission de régulation de l'énergie, qui peut imposer au gestionnaire du réseau public de transport la modification du schéma décennal de développement du réseau.

Compte tenu des enjeux de flexibilité du système électrique à moyen terme, il apparaît essentiel de poursuivre les travaux de développement des interconnexions identifiées dans le schéma décennal de développement du réseau de RTE, et d'étudier l'opportunité de développer de nouvelles interconnexions au regard d'une analyse coût-bénéfice et de l'acceptabilité des projets. L'actualisation annuelle du schéma décennal élaborée par RTE, contrôlée par la CRE et compatible avec le plan décennal européen de réseaux de transport, devra également intégrer les orientations fortes de développement des énergies renouvelables de la présente programmation, qui se traduisent notamment par :

- un renforcement du réseau français en amont lorsqu'il est lui-même limitant pour la mutualisation des moyens de production au niveau européen,
- la création de zones d'accueil pour les énergies renouvelables,
- le renforcement du réseau rendu nécessaire par l'arrivée de production dans le cadre de l'appel d'offres éolien en mer.

Les évolutions du réseau de transport devront également permettre d'assurer la sécurité de l'alimentation électrique au niveau local, en particulier dans les zones où la consommation et en forte croissance, comme par exemple via la mise en place du pacte électrique breton et du "filet de sécurité" en région PACA. Les évolutions du réseau de transport devront également accompagner la réduction de la part du nucléaire.

Par ailleurs, les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) institués en 2012 continueront à jouer un rôle central pour faciliter le développement des énergies renouvelables. Elaborés par le gestionnaire du réseau de transport, en accord avec les gestionnaires de réseaux de distribution concernés, en fonction des objectifs de développement des énergies renouvelables fixés par les schémas régionaux du climat, de l'air, et de l'énergie (SRCAE), ils définissent un périmètre de mutualisation entre les producteurs du coût des ouvrages électriques à créer, comprenant les postes de transport, les postes-source et les liaisons entre les postes. Au sein de ce périmètre de mutualisation, une même quote-part doit ainsi être payée par tous les producteurs d'énergies renouvelables se raccordant dans le cadre d'un S3REnR. Ce mécanisme permet ainsi d'éviter les effets de barrière et d'aubaine qui résultaient de l'application du droit commun de raccordement applicable aux ENR avant la création des S3REnR et selon lequel le premier producteur dont le raccordement nécessitait la création d'un ouvrage finançait seul cet ouvrage, les producteurs suivants pouvant ensuite en bénéficier gratuitement des capacités disponibles. Afin de prévenir les situations de saturation, le décret n° 2016-434 du 11 avril 2016 instaure :

- une procédure d'adaptation permettant d'ajuster rapidement les schémas existants au rythme de déploiement des énergies renouvelables, s'il est plus rapide que prévu ;
- une procédure de révision pour les modifications plus substantielles. Ses grands principes sont ceux qui ont présidé à l'élaboration réussie de la première génération des S3REnR.

Par ailleurs, ce décret plafonne le montant de la quote-part effectué par les producteurs d'énergie renouvelable pour leur raccordement dans les départements et régions d'outre-mer concernés (Guadeloupe, Guyane, Martinique, Réunion, et Mayotte), ce qui permettra de favoriser le développement des énergies renouvelables dans ces territoires disposant d'un potentiel particulièrement intéressant.

Ainsi, pour contribuer à l'accueil des volumes d'énergie renouvelables visés dans la présente programmation, les orientations et actions suivantes doivent être engagées :

- veiller à l'élaboration des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables dans les départements et régions d'outre-mer ;
- veiller à la révision suffisamment tôt des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables, en particulier en anticipant autant que possible les situations probables de saturation.

2.1.3.3 Vers des réseaux dits « intelligents »

Document de référence :

- ⇨ ***Site Internet de la CRE sur les smart grids : http://www.smartgrids-cre.fr/***
- ⇨ ***Feuille de route « Réseaux Electriques Intelligents » de la Nouvelle France Industrielle***

Les réseaux électriques intelligents regroupent un ensemble de fonctionnalités permettant de répondre à différents défis de la transition énergétique. Ils visent notamment à optimiser les investissements dans les réseaux et à permettre l'insertion massive des productions intermittentes et des véhicules électriques, via l'utilisation de fonctions avancées de gestion, d'observabilité et de conduite des réseaux offrant plus de flexibilité, ainsi que le pilotage de la demande. L'évolution vers plus d'intelligence des réseaux devrait combiner le déploiement de nouvelles familles d'équipements (capteurs, équipements télé-opérables, équipements de communication, …), la numérisation des équipements existants et le développement de logiciels et systèmes informatique capables de traiter les volumes d'informations collectées sur les réseaux.

Le déploiement du compteur communicant, première brique des réseaux électriques intelligents

Le déploiement du compteur communicant d'électricité a débuté le 1er décembre 2015 et se poursuivra jusqu'en 2021. Un comité de suivi du déploiement du compteur communicant a été mis en place depuis décembre 2014, sous l'égide de la direction de l'énergie, afin de partager et de suivre dans la durée et avec l'ensemble des parties prenantes, les enjeux liés au déploiement de ces nouveaux compteurs.

Le compteur communicant apporte deux principales innovations par rapport aux compteurs actuels :

- une mesure plus fine de la consommation et des informations relatives au niveau de qualité;
- une capacité de communication bi-directionnelle : il peut transmettre les données qu'il mesure et recevoir des ordres à distance.

A l'amont, le compteur communicant devrait augmenter l'observabilité du réseau basse tension, avec notamment :

- un suivi plus fin du niveau de la tension sur le réseau basse tension ;
- une détection plus rapide des pannes ainsi que des anomalies de consommation.

Le compteur communicant permettra ainsi d'optimiser la gestion et le développement du réseau de distribution et de préparer les réseaux à l'intégration massive d'énergies renouvelables et de véhicules électriques

A l'aval, le compteur permettra d'améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs.

- il améliorera l'information des consommateurs sur leur consommation et permettra des facturations sur la base de données réelles ;
- il permettra des relevés à distance, qui ne nécessiteront plus la présence du client et la simplification de nombreuses opérations (changements de contrat, de fournisseur) ;
- il pourra favoriser l'émergence de services de maîtrise des consommations, auxquels il servira de support, ainsi que l'apparition de nouvelles offres tarifaires.

L'investissement de l'ordre d'environ 5 milliards d'euros est supporté par les gestionnaires de réseaux de distribution (via le TURPE). Le modèle économique du compteur est équilibré sur sa durée de vie de 20 ans (les gains compensent les coûts de déploiement) impliquant ainsi un effet sur le tarif réseaux neutre à terme, le déploiement en lui-même se traduit par une première phase fortement capitalistique en début de projet (de 2014 à 2021), suivie d'une deuxième phase d'amortissement.

Des démonstrateurs smart grids au déploiement à grande échelle des solutions « réseaux électriques intelligentes »

De nombreuses expérimentations ont été lancées sur le territoire français depuis plusieurs années. Dans le cadre des Investissements d'Avenir, l'ADEME a lancé 5 appels à manifestations d'intérêt sur les réseaux électriques intelligents, qui ont permis le financement de 17 projets démonstrateurs pour un montant de contractualisation de 91 M€ dont plusieurs sont en cours de réalisation. Ces démons-

trateurs favorisent le regroupement des acteurs aux expertises complémentaires (gestionnaires de réseaux, industriels, PME/PMI, start-up, laboratoires, collectivités territoriales..) et accélèrent ainsi la mise au point des nouvelles technologies. Différentes briques technologiques nécessaires à l'émergence des réseaux électriques intelligents sont ainsi en cours de démonstration. La plupart des démonstrateurs ont un plan de marche sur 3 à 5 ans et une partie des projets commencent à donner leurs premiers résultats. Un retour d'expérience des expérimentations et un chiffrage des bénéfices sera produit par l'ADEME d'ici la fin de l'année 2016.

Bien que les démonstrateurs n'aient pas encore livré toutes leurs conclusions, l'avancement des travaux est suffisant pour envisager un premier déploiement anticipé à grande échelle et économiquement rentable à l'horizon 2017-2020. Dans ce contexte, un appel à projets a été lancé le 15 avril dans le cadre du plan « Réseaux Electriques Intelligents », qui est l'un des 34 plans de la Nouvelle France Industrielle, afin d'élargir géographiquement les zones de déploiement pour couvrir plus de consommateurs, plus de moyens de production ainsi qu'une plus large diversité de territoires. Les résultats de l'appel à projets ont été annoncés en avril 2016. Trois projets ont été retenus :

- le dossier FLEXGRID, déposé par le Conseil régional de Provence-Alpes-Côte d'Azur,
- le dossier SMILE, déposé par le Conseil régional de Bretagne, en lien avec les Pays-de-la-Loire,
- le dossier YOU & GRID, déposé par la métropole européenne de Lille, en lien avec le Nord-Pas-de-Calais.

Les trois lauréats pourront recourir au guichet des investissements d'avenir, afin de bénéficier d'un accompagnement financier sur les actions d'économies d'énergie et de pilotage de la consommation électrique, chez le consommateur : 50 millions d'euros sont mobilisés dans ce but.

Les dossiers FLEXGRID et SMILE bénéficieront en outre d'un investissement total de 80 millions d'euros sur les réseaux de transport et de distribution de l'électricité, de la part des gestionnaires de réseaux RTE et Enedis. Ce déploiement permettra d'établir une vitrine industrielle des savoir-faire français dans le domaine des réseaux électriques intelligents, adaptée aux spécificités de chacun des deux dossiers.

Ce déploiement va nourrir la stratégie de la filière française des réseaux électriques intelligents, structurée au sein de l'association « Think Smartgrids » créée dans le cadre de la Nouvelle France industrielle, et ainsi renforcer son dynamisme, au service de la transition énergétique et de la création d'emplois verts.

Ce déploiement à grande échelle s'inscrit dans le cadre des 10 actions proposées pour la réussite du Plan « Réseaux Electriques Intelligents » dans lequel la France s'est lancée. Ces actions sont toutes tournées autour de l'excellence de la filière industrielle française, l'approfondissement des connaissances autour des réseaux intelligents et la valorisation des solutions françaises.

Des solutions dites « intelligentes » viendront ainsi compléter progressivement les solutions conventionnelles selon leur compétitivité et leur maturité industrielle.

2.1.4 Le stockage d'électricité

Objectifs

- ⇨ **Engager d'ici 2023 des projets de stockage sous forme de STEP, en vue d'un développement de 1 à 2 GW de capacités à l'horizon 2030.**

Orientations

- ⇨ **Envisager le lancement d'appels d'offres pour développer les solutions de stockage dans les zones où cela sera économiquement pertinent d'ici 2023.**
- ⇨ **Favoriser des projets de R&D amont ou de démonstration visant à développer les solutions de stockage d'électricité qui pourraient permettre, à moyen terme (autour de 2030), l'augmentation forte de la part des EnR dans le mix électrique.**
- ⇨ **Etudier la possibilité pour le stockage de participer aux services systèmes.**
- ⇨ **Accompagner le développement des systèmes de stockage par une réflexion sur la réglementation et la tarification réseau applicables à ces systèmes, par exemple sous forme de concertation, notamment pour permettre leur installation dans des conditions adéquates de sécurité pour le système énergétique et pour les personnes**

- ⇨ **Mettre à jour régulièrement les études technico-économiques sur le rôle systémique des moyens de flexibilité, dont le stockage d'énergie, à des horizons de temps moyen à long terme.**

Actions concrètes 2016-2017

- ⇨ **Engager une consultation sur la réglementation applicable au stockage.**
- ⇨ **Faire aboutir les trois nouveaux démonstrateurs sélectionnés en début d'année 2015 dans le cadre du précédent appel à projet relatif au stockage et à la conversion de l'énergie.**
- ⇨ **Sélectionner les projets de développement de briques technologiques ou de démonstrateurs sur le stockage de l'énergie ou la conversion de l'électricité renouvelable en d'autres vecteurs, dans le cadre de l'appel à projets de l'ADEME.**
- ⇨ **Accompagner et renforcer la capacité d'innovation des PME dans le domaine du stockage et de la conversion de l'énergie sous la forme d'appels à projets.**
- ⇨ **Soutenir la création de deux sites industriels en France pour la filière batterie et la filière hydrogène, dans le cadre de la solution industrielle « mobilité écologique » de la Nouvelle France Industrielle**
- ⇨ **Labelliser en 2016 des projets de démonstration d'envergure dans le cadre de l'appel à projet « Territoires Hydrogène ».**

Document de référence :

- ⇨ ***Etude sur le potentiel du stockage d'énergie, DGCIS - ADEME - ATEE, 2013.***
- ⇨ ***Etude PEPS sur le potentiel de stockage d'énergies, lancée par l'ADEME, la DGCIS et l'ATEE (2013).***
- ⇨ ***Rapport du chantier « réseau électrique intelligent » de la Nouvelle France Industrielle.***
- ⇨ ***Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire, lancée par l'ADEME, GRT Gaz et GRDF (2014).***
- ⇨ ***Energy Storage Roadmap, AIE (2014).***

Le développement des technologies et des capacités de stockage de l'électricité représente **un enjeu important pour les années à venir dans une perspective de diversification du mix électrique**, avec notamment l'augmentation de la part des énergies renouvelables intermittentes (solaire, éolien) dans la production d'énergie électrique mais aussi de développement des **bâtiments à énergie positive et des territoires à énergie positive**. L'essentiel de ce développement aura toutefois lieu bien après la période de la PPE. Le stockage de l'énergie apparaît ainsi comme une solution complémentaire aux effacements et au déploiement de réseaux intelligents pour accroître la part des énergies renouvelables.

2.1.4.1 Etat des lieux des technologies

Il existe à ce jour un grand nombre de technologies de stockage d'énergie en cours de développement, chacune avec des coûts, des degrés de maturité et des caractéristiques techniques de puissance, énergie, temps de réponse, durées d'intervalles entre charge et décharge, densité énergétique différents visant des marchés de stockage centralisé, distribué ou diffus. Les technologies sont ainsi davantage complémentaires les unes aux autres qu'en concurrence et permettent de répondre à des services différents.

Les solutions de stockage d'énergie se divisent en trois catégories principales :

- **Le stockage « mécanique »** comprenant d'une part, les installations utilisant l'énergie mécanique potentielle telles que les Stations de Transfert d'Energie par Pompage (STEP), les barrages hydro-électriques, le stockage d'énergie par air comprimé (CAES – *Compressed Air Energy Storage*) et celles utilisant l'énergie mécanique cinétique telles que les volants d'inertie.
- **Le stockage « électrochimique »** : les piles, les batteries, les condensateurs, l'hydrogène, ce dernier constituant un vecteur de conversion de l'énergie, en particulier entre réseaux

d'électricité et de gaz (« power to gas ») ou pour la mobilité (piles à combustible pour véhicules);

- **Le stockage « thermique »**, par chaleur latente ou sensible (ex : ballons d'eau chaude).

La figure ci-dessous présente les caractéristiques énergie/puissance des différentes technologies.

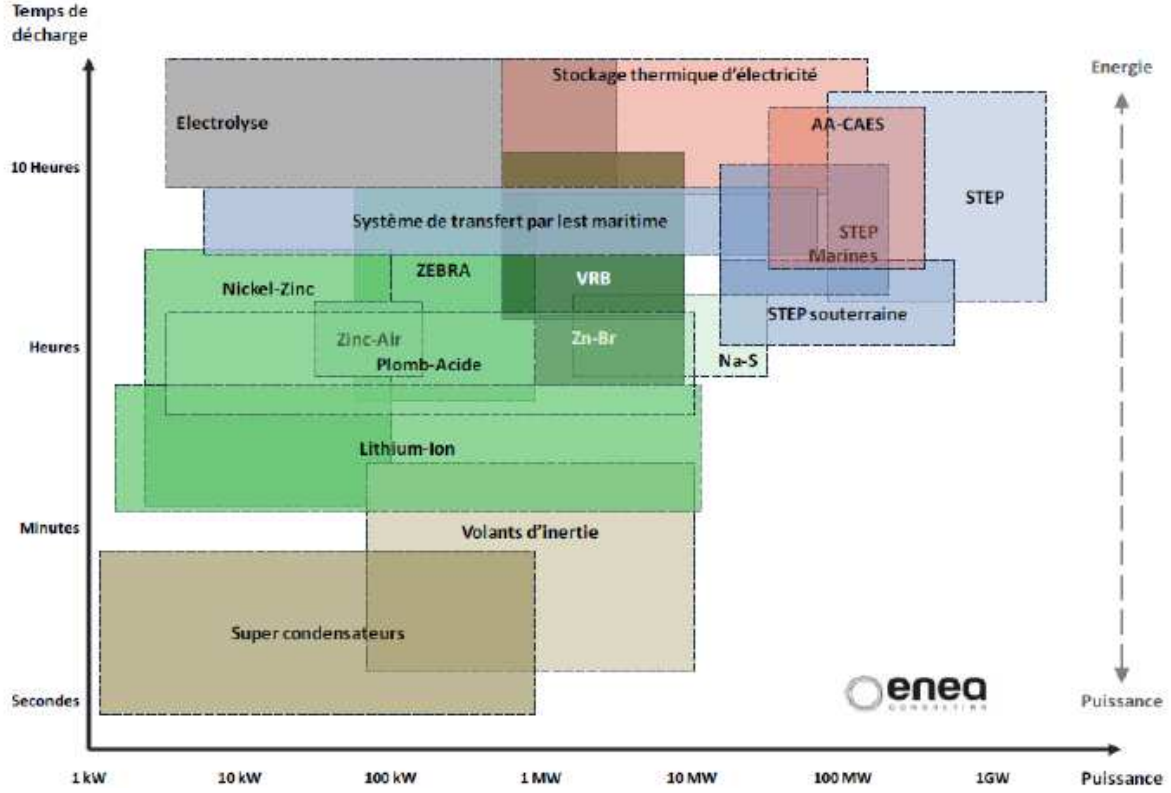


Figure 8 : Caractéristiques énergie/puissance des différentes technologies (Source : Etude « PEPS », Enea consulting)

Les services rendus par le stockage pour le système électrique sont de natures différentes :

- **Production d'électricité** : optimisation de la production (ex : lissage, suivi de charge, déplacement de la production, arbitrage marché) ;
- **Transport d'électricité** : participation aux services systèmes conformément aux codes de réseau, arbitrage avec la construction de nouvelles lignes ;
- **Distribution** : arbitrage avec la construction de nouvelles lignes, contrôle de la tension et sécurisation de la distribution ;
- **Consommation** : diminution de la pointe de consommation, continuité de la fourniture, autoconsommation voire autonomie énergétique sur des sites isolées ;

A cela s'ajoutent les applications de mobilité qui ne sont pas traitées dans le présent chapitre.

Concernant les services apportés aux opérateurs de réseaux d'électricité, le stockage d'énergie est directement en concurrence avec le renforcement de réseaux pour répondre à des contraintes locales. Si ces contraintes sont jugées pérennes, un opérateur de réseau aura aujourd'hui plutôt intérêt à renforcer le réseau (en fonction toutefois du coût de ce renforcement). Cependant, il pourrait utiliser temporairement (plusieurs mois à plusieurs années) des capacités de stockage d'énergie mobiles pour différer ces investissements. Par ailleurs, pour que le stockage s'insère en toute sécurité dans le système électrique, il est nécessaire que les gestionnaires de réseaux de distribution soient informés des caractéristiques et de la localisation des installations de stockage.

A l'heure actuelle, aucune technologie de stockage d'électricité ne permet de couvrir l'ensemble de ces services simultanément et les services rendus peuvent également dépendre du positionnement de l'installation sur les réseaux électriques. La pertinence économique d'un moyen de stockage

augmente avec le nombre de services qu'il peut rendre puisqu'elle est capable de dégager davantage de valeur et est de fait plus difficilement substituable par d'autres dispositifs.

2.1.4.2 Les perspectives de développement

Les STEP et les barrages hydroélectriques constituent actuellement le moyen de stockage à grande échelle le plus important en France (4,3 GW de STEP et 13 GW d'hydraulique avec réservoir). Les STEP restent les seuls moyens de stockage « économiquement compétitifs » (même si les conditions de marché actuelles ne permettent pas de rentabiliser un investissement sans des aides) à court terme avec un potentiel de développement encore significatif en France métropolitaine. A cela s'ajoutent 13 à 20 TWh de stockage thermique via les ballons d'eau chaude (consommation électrique pouvant être déplacée).

Selon différentes études, les besoins de stockage à l'horizon 2023 sont faibles en France continentale, le système électrique français ayant assez de résilience pour absorber la production accrue d'énergies renouvelables à cet horizon. Le diagnostic des besoins de flexibilité du système électrique français effectué par RTE et présenté en partie 1.1.1 ait notamment apparaître qu'il n'y aurait pas de besoin de stockage infra-journalier avant 2030. En revanche, un besoin éventuel pour des moyens de stockage infra-hebdomadaires pourrait apparaître avant cette échéance, mais a priori après 2023, pour pouvoir pallier par exemple plusieurs jours sans vent ou sans soleil. Il s'agit donc d'un besoin pour des moyens de stockage « longs » auxquelles sont susceptibles de répondre les STEP mais également d'autres technologies de stockage telles que l'hydrogène, le stockage d'énergie par air comprimé, certaines formes de stockage thermique.

En fonction de l'évolution des prix de l'électricité, le stockage pourrait présenter des opportunités pour développer l'autoproduction à partir d'énergies renouvelables.

Il est donc important à court terme de continuer à favoriser des projets de R&D amont ou de démonstration (ex : programme des investissements d'avenir pour les démonstrateurs, fonds unique interministériel pour des projets de recherche collaboratif, soutien de projets de recherche et développement par l'ANR) **visant à développer les solutions de stockage d'électricité qui pourraient permettre, à moyen terme (plutôt autour de 2030), la poursuite de l'augmentation de la part des EnR dans le mix électrique.**

Les zones non interconnectées (ZNI) au réseau métropolitain (Corse, DOM-COM) représenteront un terrain d'expérimentation extrêmement favorable pour certaines technologies de stockage.

Les moyens de stockage décentralisés présentent encore un coût d'investissement élevé, qui au regard du stade de développement et de compétitivité actuels des technologies, ne permet pas leur rentabilité en métropole continentale par la seule amélioration du taux d'autoconsommation et les moindres soutirages sur le réseau. **Le coût des technologies baisse toutefois rapidement.**

Ainsi, si les coûts d'investissements sont aujourd'hui trop élevés pour un déploiement massif de systèmes de stockage décentralisé en métropole à très court terme, les coûts de certaines technologies de stockage sont désormais très proches des coûts de production de l'électricité dans les zones non interconnectées et un programme de déploiement de stockage décentralisé pourrait être envisagé à court terme dans ces zones.

2.1.5 L'autoconsommation / autoproduction et la production locale d'énergie

Orientations

- ⇨ **Lancer des expérimentations de soutien à l'auto-consommation/auto-production, en particulier sous la forme d'appels d'offres dédiés, à partir de 2016 pour le tertiaire/l'industrie et dans les ZNI.**
- ⇨ **Tirer un retour d'expérience de ces appels d'offres pour définir un cadre législatif et réglementaire adapté au développement de l'autoconsommation / autoproduction , notamment sur le statut de l'autoconsommateur, la mise en place d'un cadre garantissant la sécurité des biens et des personnes (prévention des risques électriques, encadrement technique des installations, protection du consommateur, etc.), et étudier l'opportunité d'une évolution du TURPE au cours de la deuxième période de la PPE.**

⇨ **Améliorer l'optimisation des taux d'autoconsommation et d'autoproduction au travers des actions suivantes :**

- Continuer les réflexions sur les mesures de flexibilité du système électrique qui pourraient être mises en œuvre, notamment celles qui permettraient de différer ou de supprimer les besoins de renforcement des réseaux.

- Soutenir la R&D et la démonstration sur les technologies de stockage d'électricité et de valorisation des excédents d'électricité renouvelable.

- Approfondir les réflexions sur les options d'écrêtement et de déconnexion en lien avec les gestionnaires de réseaux et la profession.

Actions concrètes 2016-2017

⇨ **Un appel d'offres dédié à l'autoconsommation / autoproduction a été lancé en 2016.**

⇨ **Mettre en œuvre l'ordonnance publiée en 2016 définissant un cadre législatif pour l'autoconsommation de façon à assurer un développement maîtrisé et sécurisé des installations, et publier le décret prévu par l'ordonnance.**

Document de référence :

⇨ ***Rapport sur l'autoconsommation et l'autoproduction de l'électricité renouvelable, Ministère de l'écologie, 2014.***

L'autoconsommation/autoproduction et la production locale d'énergie sont destinées à se développer et à prendre une place de plus en plus prégnante dans le mix électrique dans un contexte où, d'une part, les coûts de production des installations d'électricité renouvelable diminuent et où les prix de l'électricité augmentent, et, d'autre part, où les citoyens et les collectivités aspirent de plus en plus à un modèle de développement économique local de production d'électricité « verte » qui permette de répondre à leurs propres besoins.

Le développement de ce mode de production décentralisé implique dans un premier temps de définir ce dernier et d'en préciser les caractéristiques qui varient selon les sources d'énergie et les secteurs de consommation de cette énergie décentralisée. La priorité est donnée dans un premier temps à l'expérimentation dans les secteurs de consommation les plus porteurs.

2.1.5.1 Définition de l'autoconsommation/autoproduction et caractéristiques des secteurs de consommation

L'autoconsommation peut se définir comme le fait de consommer sa propre production d'électricité. Elle est associée à la notion d'autoproduction, qui est le fait de produire sa propre consommation.

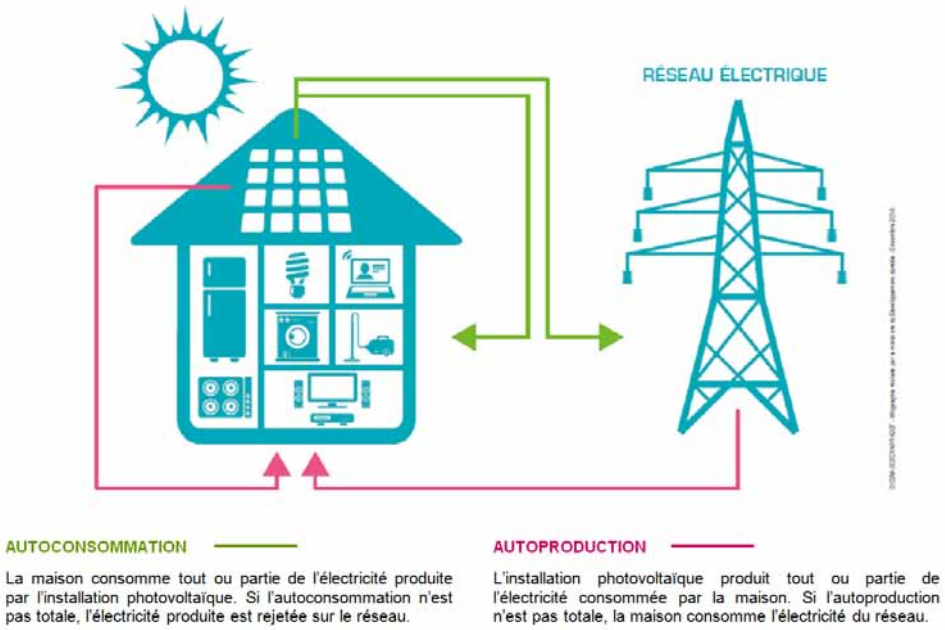


Figure 9 : Illustration des concepts d'autoconsommation et d'autoproduction

Dans la pratique, les sites de consommation auront quasiment toujours besoin, à quelques exceptions près, de recourir pendant certaines périodes au réseau électrique traditionnel soit pour se fournir en électricité, soit pour injecter l'électricité produite en excédent par leur installation de production locale. Ainsi, fonctionner en autoconsommation / autoproduction ne signifie pas être en autarcie énergétique.

Cette activité d'autoconsommation/autoproduction varie selon les caractéristiques de consommation et de production des différents secteurs. Aussi doit-on distinguer pour la production taïque[13] :

- le tertiaire/industriel/agricole (au sens large : industrie, agroalimentaire, logistique, agriculture, etc.) où les profils de consommation et de production peuvent être relativement synchrones, notamment grâce à des consommations importantes et permanentes pendant la journée (climatisation, bureautique, groupes froids, etc.) voire à des capacités de stockage liées à l'activité du site (frigorifique, chauffage, etc.) ;
- le résidentiel diffus où les profils de consommation et de production sont généralement peu synchrones, et où, sauf si les installations de production sont de puissance très réduite, le taux d'autoconsommation « naturelle » (c'est-à-dire sans stockage) est peu élevé à l'échelle du bâtiment et des contraintes peuvent être engendrées sur le réseau (puissance injectée potentiellement élevée en proportion de la puissance installée sur le bâtiment) ;
- les bâtiments collectifs, groupes de bâtiments ou quartiers, qualifiés sous la notion « d'îlots urbains », à l'échelle desquels le foisonnement des consommations et des productions peut permettre une meilleure synchronisation des courbes de demande et de production des installations renouvelables décentralisées : un déficit de production d'un bâtiment à un instant donné peut être compensé par un bâtiment situé à proximité et un excédent de production pourrait être valorisé à proximité. Toutefois, les effets du foisonnement, phénomène naturel, ne constituent pas en eux-mêmes des actions d'autoconsommation / autoproduction. Ainsi, les mesures d'autoconsommation / autoproduction devront aller au delà du simple foisonnement, en améliorant les conditions d'intégration des installations dans le système électrique par un dimensionnement adapté des installations au regard des profils de consommations et des capacités d'accueil du réseau ;
- le cas spécifique des zones non interconnectées (ZNI) qui, compte tenu de leurs spécificités (part des énergies fossiles élevée, coûts de production élevés, fort ensoleillement, capacités

[13] Suivant la source d'énergie, la synchronisation entre les secteurs de consommation et la production à partir de cette énergie ne sera pas identique.

intermittentes atteignant le seuil de déconnexion dans certaines ZNI) constituent des territoires favorables aux expérimentations.

2.1.5.2 Les opportunités de l'autoconsommation/autoproduction pour le système électrique

En termes d'impact sur le réseau électrique, le modèle d'autoconsommation / autoproduction peut avoir des effets bénéfiques par rapport à la situation la plus courante rencontrée actuellement[14], s'il conduit à réduire la puissance maximale injectée sur le réseau ou la puissance maximale soutirée du réseau. En incitant à un dimensionnement adapté au niveau local des installations de production, il permet potentiellement de réduire les besoins de renforcement du réseau électrique (cas de l'insertion de nouvelles capacités renouvelables dans le réseau existant). Par ailleurs, l'autoconsommation / autoproduction pourrait présenter des opportunités en termes de développement de leviers de flexibilité du système électrique au niveau local, qui pourraient compléter voire réduire les besoins d'investissements dans des moyens de flexibilités plus centralisés (interconnexion, stockage centralisé, services système reposant sur les moyens de production). Cela suppose le développement de mesures, garanties dans la durée, visant à améliorer la capacité d'adaptation et de réponse du système électrique aux évolutions de l'offre et de la demande au niveau local : pilotage et maîtrise de la demande, stockage décentralisé « collectif » (au niveau du réseau de distribution) ou « individuel » (au niveau du consommateur final), écrêtement de la puissance injectée, etc.

L'autoconsommation / autoproduction pourrait également présenter des opportunités pour le développement de mesures de flexibilité portant sur la valorisation des excédents de production couplée avec l'autoconsommation / autoproduction : technologies matures comme le stockage d'énergie thermique dans les usages (notamment ballons d'eau chaude sanitaire) ou émergentes (« power-to-gas », véhicules électriques, couplages des réseaux électriques et de chaleur, etc.) par exemple.

Il est toutefois nécessaire de veiller à ce que le développement de l'autoconsommation / autoproduction sur un site n'incite pas à consommer plus d'énergie.

En termes économiques, l'autoconsommation/autoproduction entraîne des transferts de charge entre les autoconsommateurs et les autres consommateurs qui pourraient devenir significatifs si ce modèle se développait massivement et qui pourraient donc nécessiter de modifier certains dispositifs.

En effet, dans le système actuel le développement de l'autoconsommation / autoproduction conduit à réduire l'assiette de perception de différentes taxes et contributions : la fiscalité générale (TVA), la CSPE ainsi que d'autres taxes, notamment locales. Par ailleurs, s'agissant du Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE), l'autoconsommation / autoproduction implique des transferts de charges des autoconsommateurs vers les autres utilisateurs des réseaux, liés à la diminution de la part variable de leur facture, sans pour autant que cela n'induise une diminution du dimensionnement des réseaux. Ceci pose ainsi la question de l'évolution de la structure du TURPE en prévision du possible développement de l'autoconsommation / autoproduction, au regard notamment de l'équilibre entre la part assise sur la puissance et celle assise sur l'énergie. Ces impacts pourront devenir dimensionnants si l'autoconsommation / autoproduction se développe de manière significative.

Au-delà de la question des enjeux économiques, l'essor de la production décentralisée nécessitera de trouver des modalités de financement adaptées, car le modèle de l'autoconsommation / autoproduction est plus complexe à appréhender sur le plan financier que le modèle du tarif d'achat :

- les revenus sont plus difficiles à évaluer, associent plusieurs sources (prime, vente sur le marché) et dépendent en partie des revenus du consommateur (facture évitée) ;
- le modèle suppose un montage entre deux personnes distinctes, producteur et consommateur, qui peut être remis en cause sur la durée du contrat (changement d'activité, faillite, etc.).

---

[14] L'injection et vente de la totalité de la production représentent la majorité des contrats d'achat actuels.

L'ensemble des orientations présentées dans cette partie relative aux infrastructures électriques et à la flexibilité du système électrique sont compatibles avec les recommandations suivantes de la stratégie nationale bas carbone :

« - Atténuer les pointes de consommation électrique saisonnières et journalières, afin de limiter le recours aux moyens de production carbones pour y répondre, et pour cela :

- *Développer l'effacement et le pilotage de la demande (fixation par la PPE d'un objectif de développement des effacements, utilisation des opportunités offertes par le déploiement des compteurs communicants Linky) ;*
- *Soigner les articulations avec les autres politiques publiques dans les choix faits sur l'évolution des différents vecteurs énergétiques, en particulier dans les incitations à des transferts d'usage vers le vecteur électrique, afin de conserver voire d'amplifier la capacité de pilotage de la demande électrique (ex : déploiement des véhicules électriques et pilotage des recharges pour éviter une pointe de consommation électrique carbonée, réduction de la thermosensibilité de la consommation électrique et donc de la part du chauffage électrique dans les logements…) (…)*

- Améliorer la flexibilité du système sans augmenter les émissions :

L'intégration des EnR va nécessiter à terme un besoin accru de flexibilité ; pour y répondre et assurer la sécurité d'approvisionnement, production de pointe, pilotage de la demande, stockage et interconnexions seront à combiner et optimiser ;

- *Développer la capacité de flexibilité de la filière hydraulique, car cette filière EnR permet une importante production de pointe ;*
- *Développer les réseaux intelligents et le stockage en s'assurant d'un déploiement correspondant au besoin : stockage hebdomadaire pour faire face à l'intermittence de l'éolien a l'horizon 2030, stockage journalier pour gérer la production photovoltaïque après 2030 lorsqu'elle atteindra des niveaux significatifs ; développer aussi les transferts entre systèmes énergétiques (power-to-gas, power-to-heat) ;*
- *Développer les interconnexions avec nos pays voisins pour maximiser le foisonnement de production des énergies renouvelables, en cohérence avec la mise en œuvre de la stratégie européenne pour l'Union de l'Energie ».*

2.2 Les infrastructures gazières

Recommandations / objectifs

- ⇨ **Réussir le déploiement généralisé du compteur Gazpar : équiper 15 % des consommateurs de gaz en compteurs communicants d'ici 2018 avec pour objectif d'atteindre 100 % en 2023.**
- ⇨ **Réaliser les projets Val de Saône et Gascogne-Midi avant 2018 afin d'achever la construction du marché gazier français.**
- ⇨ **Etudier l'opportunité avant 2018 de développer de nouvelles interconnexions gazières, notamment avec l'Espagne, au regard d'une analyse coût-bénéfice, d'une répartition transfrontalière des coûts équitable au regard des bénéfices et de l'acceptabilité des projets.**
- ⇨ **Mettre en place le cadre réglementaire propice au développement du GNL porté dans les zones non desservies par le réseau de gaz.**
- ⇨ **Faciliter le raccordement des installations de méthanisation et accroître la flexibilité des réseaux de gaz, notamment si cela est nécessaire et économiquement viable via des solutions de rebours des réseaux de distribution vers les réseaux de transport.**

Actions concrètes 2016-2017

- ⇨ **Réunir le comité de suivi du compteur communicant gaz afin de tirer les premiers enseignements de la phase pilote de déploiement de 150 000 compteurs, en vue de la généralisation du déploiement à partir de 2017.**

- ⇨ **Conduire l'instruction de la demande d'autorisation du projet de Gazoduc Gascogne Midi.**
- ⇨ **Contribuer aux travaux du Groupe de Haut Niveau sur les interconnexions énergétiques entre la péninsule ibérique et le reste de l'Europe.**

Document de référence :

- ⇨ ***« Les infrastructures gazières », Panorama énergies-climat, édition 2015***
- ⇨ ***Déclaration relative aux interconnexions énergétiques Espagne – France – Portugal – Commission européenne – BEI du 4 mars 2015***

Les infrastructures gazières françaises sont aujourd'hui composées d'environ **37 500 km de réseau de transport**, **195 000 km de réseau de distribution**, **4 terminaux méthaniers** et **12 sites de stockage de gaz naturel**.

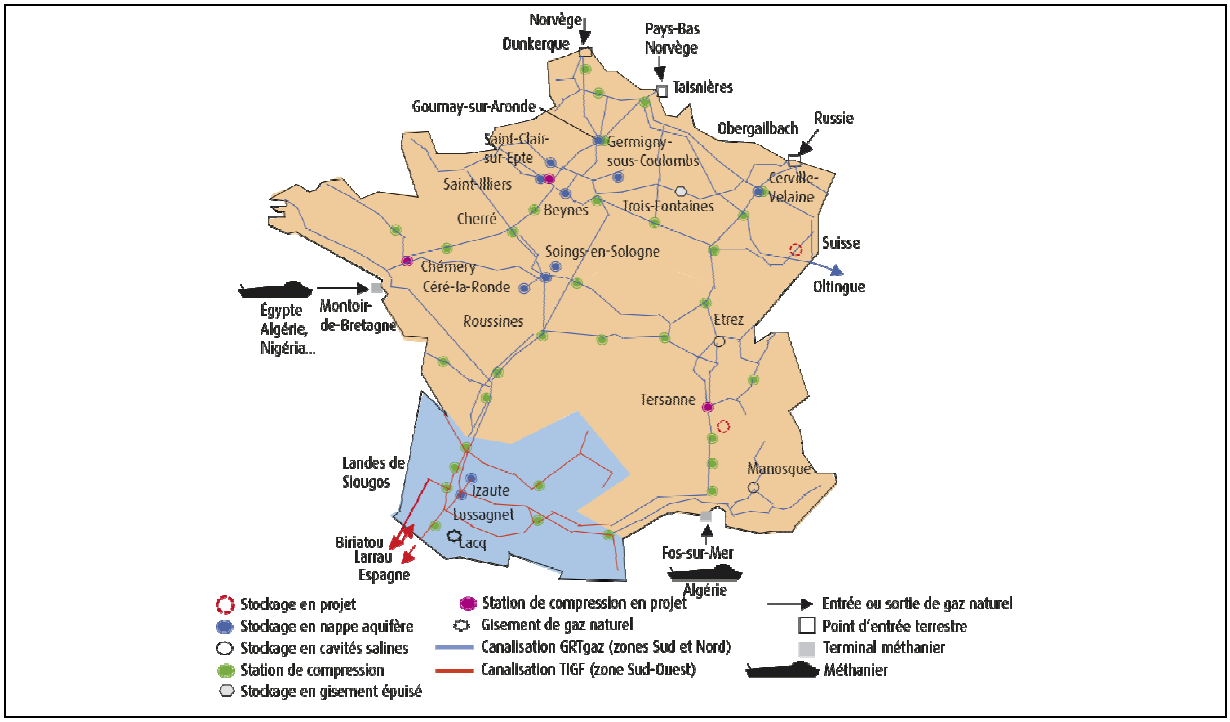


Figure 10 : Les infrastructures gazières (Source : GRTgaz, TIGF, DGEC)

2.2.1 Les réseaux de transport

Le réseau français de transport de gaz naturel permet d'acheminer le gaz depuis les points d'importation aux frontières (interconnexions terrestres avec les autres pays européens, gazoduc depuis la mer de Norvège et terminaux méthaniers) jusqu'aux points de livraison répartis sur le territoire national (réseaux de distribution et gros clients industriels) ou aux sites de stockage souterrain.

Il est exploité par deux opérateurs :

- GRTgaz : filiale à 75 % de Engie (ex GDF-Suez) et à 25 % de la Société d'Infrastructures Gazières (consortium public composé de CNP Assurances, de CDC Infrastructures et de la Caisse des Dépôts et Consignations), elle exploite 8 110 km de réseau principal et 24 043 km de réseau régional.
- TIGF : détenu par l'opérateur italien Snam (40,5%), le fonds de l'État de Singapour GIC (31,5%), EDF (18%) et Predica (10%), il exploite 650 km de réseau principal et 4 450 km de

réseau régional.

Les réseaux de transport de gaz sont régulés par la Commission de régulation de l'énergie (CRE). Le dernier tarif d'utilisation des réseaux « ATRT5 » est entré en vigueur le 1er avril 2013. Il a été conçu pour s'appliquer sur une durée de 4 ans, en étant réactualisé au 1er avril de chaque année.

En 2014, les investissements dans les réseaux de transport se sont établis à 663 M€ pour GRTgaz et à 110 M€ pour TIGF (ils s'élevaient respectivement à 777 M€ et à 125 M€ en 2013). Environ 50 % de ces montants pour GRTgaz, et 40 % pour TIGF, correspondent aux investissements de sécurité et de maintenance des ouvrages. Le reste est consacré au développement des capacités du réseau de transport (études et travaux).

GRTgaz et TIGF ont développé plusieurs projets de développement dans leurs plans décennaux, soumis à l'examen de la CRE. Les principaux développements des réseaux de transport français poursuivent deux finalités :

a) La création d'une place de marché française unique à horizon 2018. Cette création nécessite des investissements, pour supprimer les congestions sur les réseaux de transport de gaz et fluidifier les échanges entre le Sud et le Nord de la France. Dans ce cadre, les gestionnaires des réseaux de transport ont développé plusieurs projets parmi lesquels :

- La création de l'Arc de Dierrey par GRTgaz (DN 1200, 308 km), qui a le statut de PIC[15] et qui représente un investissement de 1 185 M€, entre Cuvilly et Voisines (Yonne). Ce dernier permettra d'ici fin 2016 de transporter vers l'est et le sud du gaz venu de Norvège, des Pays-Bas, de Grande-Bretagne et des terminaux méthaniers situés sur l'Atlantique et la mer du Nord.
- Le projet Val-de-Saône de GRTgaz (DN 1200, 190 km) : ce projet, qui a le statut de PIC et qui représente un investissement de 744 M€, consiste en un doublement de l'Artère de Bourgogne entre Etrez (Ain) et Voisines (Haute-Marne), pour une mise en service à l'horizon 2019.
- Le projet Gascogne-Midi de TIGF (DN 900, 60 km) : ce projet, qui a le statut de PIC, consiste en un redoublement partiel de l'artère de Gascogne entre Lussagnet (dans les Landes) et Barran (dans le Gers), pour une mise en service novembre 2018. TIGF va également renforcer la station de compression de Barbaira (Aude), pour un budget évalué à 152 M€.

b) La construction du marché intérieur du gaz par le développement des interconnexions avec les pays européens transfrontaliers.

Quatre corridors prioritaires stratégiques pour l'Europe ont été identifiés par le Parlement européen. Le corridor Nord-Sud de l'Europe de l'Ouest, qui concerne directement la France, suppose le développement de plusieurs interconnexions avec la Belgique, l'Allemagne et le Luxembourg (Nord-Ouest), avec l'Espagne (Sud) et avec l'Allemagne et l'Italie via la Suisse (Sud-Nord).

Dans ce cadre, plusieurs projets sont en cours d'études:

- L'augmentation des capacités d'entrées à Oltingue par GRTgaz.
- L'accroissement des capacités de sortie vers le Luxembourg par GRTgaz.
- La création de capacités de sorties vers l'Allemagne à Obergailbach par GRTgaz.

Les *open seasons* de 2009 et 2010 ont conduit au renforcement des capacités d'interconnexions franco-espagnoles de Larrau et Biriatou, permettant d'atteindre un doublement des capacités. Cette augmentation a nécessité le renforcement de l'Artère de l'Adour sur le réseau TIGF.

Une troisième interconnexion à l'est des Pyrénées, couramment appelée "MIDCAT" et dont les contours restent à préciser, est encore en cours d'étude par TIGF, GRTgaz et Enagas du côté espagnol, ainsi que les renforcements nécessaires du réseau français qu'elle induirait. Une étude coûts-bénéfices a été engagée sous l'égide de la Commission européenne. Ses résultats permettront

[15] Le Parlement européen a adopté en mars 2013 un règlement concernant les orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, qui crée notamment le statut de projets d'intérêt commun (PIC) : ceux-ci bénéficient d'une procédure accélérée et de la possibilité d'obtenir un soutien financier européen.

d'identifier dans quelles conditions MIDCAT pourrait être développé et par qui il devrait être financé. Dans ce cadre, le projet ERIDAN, nécessaire au renforcement du corridor gazier Nord - Sud à l'ouest de l'Europe, a été déclaré d'utilité publique en octobre 2014 et GRTgaz a été autorisé à construire et exploiter cette canalisation de transport par arrêté ministériel du 5 janvier 2015.

2.2.2 Les réseaux de distribution

La desserte en gaz naturel des consommateurs domestiques, tertiaires ou petits industriels, en aval du réseau de transport, se fait via les réseaux de distribution.

Les réseaux de distribution de gaz naturel sont la propriété des collectivités locales. Ils sont exploités, au travers de contrats de concession liant les gestionnaires aux collectivités, par GrDF (filiale d'Engie - ex GDF-Suez) à 100 % qui assure la distribution pour environ 96 % du marché), 22 entreprises locales de distribution (ELD – situées pour l'essentiel dans le sud-ouest et dans l'est), ainsi qu'Antargaz, Veolia Eau et Védig (Dalkia).

Ils desservent plus de 9 500 communes françaises et 11 millions de clients (dont la quasi-totalité des communes de plus de 10 000 habitants). Cela ne représente qu'un peu plus du quart des 36 000 communes françaises, mais permet à 77 % de la population française d'avoir accès au gaz naturel.

Les 27 000 communes non desservies en gaz ont aujourd'hui plusieurs possibilités pour accéder à ce type d'énergie :

- L'extension du réseau de gaz naturel existant avec le développement d'un réseau de distribution par l'opérateur de leur choix, après une sélection par voie d'appel à candidatures, sous réserve de son agrément par le ministre chargé de l'énergie.
- Le développement de réseaux propane.
- Le développement de réseaux isolés de gaz naturel, desservis par du GNL livré par camions (GNL porté), sous réserve de la mise en place d'un cadre règlementaire adapté.

La gestion optimale des réseaux de distribution permettra leur pérennisation par :

- La bonne connaissance des réseaux, de leur capacité et de leur fonctionnement, par le développement d'applications de télésurveillance, de télé-exploitation et par le déploiement des compteurs communicants.
- L'intégration de gaz renouvelable en quantité croissante, en levant les freins aux limites de capacité des réseaux.

Le développement des projets d'injection du biométhane (voir 5.2.3) pourrait nécessiter d'accroitre la flexibilité des réseaux de distribution. En effet, la quantité de biométhane qui peut être injectée dans un réseau de distribution est limitée par les consommations de gaz sur ce réseau, ce qui conduit à écarter près de la moitié des projets. Une solution en cours d'étude par les gestionnaires de réseau de gaz consisterait à développer « le rebours » afin de faire passer du biométhane des réseaux de distribution aux réseaux de transport. L'intégration de biométhane produit localement dans l'approvisionnement de réseaux isolés desservis par GNL porté constitue également une piste à approfondir.

Le projet de compteurs communicants Gazpar :

Jusqu'à présent (à l'exception des clients industriels désormais équipés de systèmes de télé-relève), la relève des index des compteurs à gaz était effectuée par des releveurs à pied.

Le projet de compteurs communicants Gazpar, piloté par GrDF, permettra au client de disposer d'une facturation basée sur sa consommation réelle, grâce à une technique de transmission à distance des index. Les procédures de changement de fournisseur s'en trouveront simplifiées, et le client, qui se verra mettre à disposition des informations relatives à sa consommation, pourra mettre en œuvre des actions de maîtrise de l'énergie (MDE).

Les Ministres de l'économie et de l'énergie ont approuvé en septembre 2014 le déploiement généralisé de ces compteurs, conformément au code de l'énergie. En 2016, un déploiement pilote portant

sur 150 000 compteurs a été lancé pour tester le fonctionnement du dispositif à grande échelle. Les 11 millions de compteurs du parc français pourront être renouvelés entre 2017 et 2022.

Les investissements générés par le projet sont évalués à un milliard d'euros environ, correspondant pour moitié au coût des matériels, pour un tiers au coût de la pose et pour le reste aux coûts de développement des systèmes d'information. La majorité des investissements auront lieu entre 2017 et 2022, en lien avec le déploiement généralisé.

2.2.3 Les terminaux méthaniers

Quatre terminaux méthaniers sont actuellement en service en France :

- **Fos Tonkin** (3 Gm^3/an) et **Montoir-de-Bretagne** (10 Gm^3/an), propriétés d'Elengy, filiale à 100 % de GDF-Suez.
- **Fos Cavaou** (8,2 Gm^3/an), détenu par Fosmax LNG, filiale d'Elengy à plus de 70 % et de Total, et exploité par la société Elengy.
- **Dunkerque** (13 Gm3/an), détenu par EDF (65 %), Fluxys, gestionnaire du réseau de transport belge, (25 %) et Total (10 %).

Le GNL arrivant en France provient essentiellement de l'Algérie (80 %) et du Qatar (15 %) ; plus marginalement du Nigeria et d'achat sur les marchés spot (moins de 5 %).

Depuis 2011, le taux d'utilisation des terminaux méthaniers français et européens a fortement baissé en raison des prix du gaz naturel, significativement plus élevés sur les marchés asiatiques que sur les marchés européens, ce qui conduit à une augmentation des livraisons de GNL en Asie au détriment de l'Europe. Ainsi, le volume de GNL livré en France a baissé de près de 20 % par an de 2011 à 2014.

Dans ce contexte, l'utilisation des services de rechargement, offerts depuis 2011 par les gestionnaires de terminaux méthaniers français, s'est accrue, avec une dizaine de rechargements de cargaisons de GNL en 2014. Les gestionnaires de terminaux méthaniers mettent également en place de nouveaux services, afin de développer l'utilisation du GNL comme carburant maritime et terrestre (cf. § 5.2.1).

Il n'y a aucun nouveau projet de terminal méthanier en France, le projet Fos Faster, porté par les sociétés Vopak (à 90 %) et Shell (à 10 %) ayant été abandonné fin 2014. En revanche, plusieurs projets de développement des capacités de regazéification additionnelles sur les terminaux existants sont à l'étude et des procédures d'appel au marché pourraient être lancées ultérieurement :

- **Fos Tonkin :** prolongement possible du terminal après 2020 (3 Gm3/an).
- **Montoir-de-Bretagne :** augmentation possible des capacités de regazéification de 2,5 à 6,5 Gm3/an à l'horizon 2021.
- **Fos Cavaou :** augmentation possible des capacités de regazéification de 2,75 à 8,25 Gm3/an à l'horizon 2020.

L'extension des capacités des terminaux de Fos nécessiterait également de renforcer le cœur de réseau transport, via le projet Eridan (voir ci-dessus).

2.2.4 Le stockage de gaz

Les enjeux des installations de stockage souterrain de gaz naturel sont présentés au paragraphe 1.2.2.

2.3 Les infrastructures pétrolières

Recommandations

- ⇨ **Préserver le maillage territorial des dépôts pétroliers**
- ⇨ **Observer l'évolution du maillage territorial en stations-service**
- ⇨ **Maintenir un nombre limité de carburants en distribution.**

Document de référence :

- ⇨ ***Panorama des énergies et du climat, DGEC, édition 2015***

La logistique pétrolière, dont l'objectif est d'amener au consommateur final les produits en qualité et en quantité, s'appuie sur un ensemble d'installations composé :

- des huit raffineries françaises (métropolitaines) et de leurs dépôts annexes ;
- des dépôts d'importations ;
- des dépôts intermédiaires (ou de maillage) ;
- des dépôts de distribution et des stations-service
- de moyens de transport massif, notamment des réseaux de pipelines, seules infrastructures dédiées au transport massif d'hydrocarbures liquides.

Cet ensemble est actuellement bien dimensionné pour assurer l'approvisionnement des particuliers et des entreprises et, en s'appuyant en partie sur les stocks stratégiques, pour surmonter une crise d'approvisionnement pétrolier.

2.3.1 Les infrastructures de stockage et de distribution

La France dispose d'une capacité de stockage globale de produits pétroliers de l'ordre de 45,7 millions de m^3, dédiés à plus de 60 % au stockage de produits finis (environ 29 millions de m^3), parmi lesquels le gazole représente 53 %, le supercarburant 15 %, et le carburéacteur 8 %.

Au cours des 20 dernières années, la capacité globale de stockage a diminué dans des proportions analogues à la celles de la consommation totale de produits pétroliers, soit environ 12 %, alors que le nombre de dépôts pétroliers était divisé par deux sur la même période. Cette diminution a eu pour effet de distendre le maillage territorial au profit de dépôts de plus grande capacité.

La loi de transition énergétique pour une croissance verte a pour objectif une diminution, à l'horizon 2030, de la consommation d'énergie fossile et notamment de produits pétroliers. Concomitamment, elle vise à porter la part des énergies renouvelables à 15% de la consommation de carburants.

Ces évolutions auront pour effet de diminuer le besoin en capacité de stockage, notamment en raison de la diminution des stocks stratégiques dont le niveau est proportionnel aux volumes de produits distribués dans les quatre catégories réglementaires (qui représentent plus de 80% des produits pétroliers consommés en France).

Les infrastructures de distribution ont également subi des évolutions significatives au cours des dernières années. Secteur fortement concurrentiel, le nombre de stations-service est en constante diminution depuis les années 80 : il est ainsi passé de 40 000 à moins de 11 000 en 35 ans. Si le maillage est actuellement satisfaisant, il est nécessaire de rester vigilant pour assurer une desserte suffisante de l'ensemble du territoire.

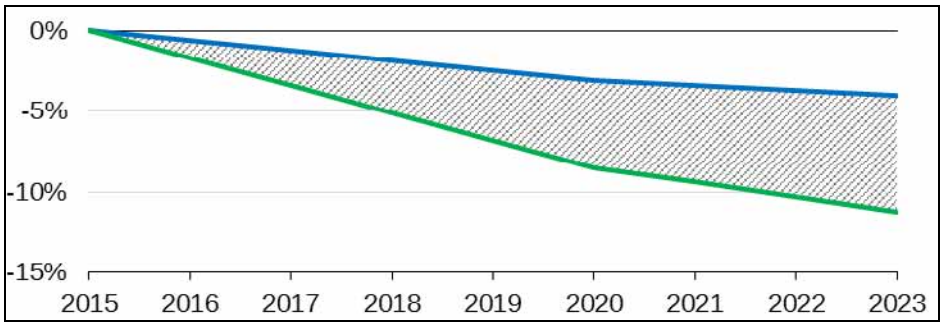


Figure 11 : Evolution du besoin de capacité de stockage en pétrole brut et produits pétroliers (scénario de référence en vert, variante en bleu)

La diminution de la consommation de produits pétroliers impliquera une baisse du besoin de capacité de stockage en métropole. Cette diminution, principalement due à la réduction induite du volume des stocks stratégiques compte tenu de leur part dans les stocks, pourra constituer un facteur de fragilité accrue pour certains dépôts dont le modèle économique dépend très fortement de ces stocks.

Bien que la répartition géographique des dépôts soit fortement influencée par la localisation des principales infrastructures pétrolières d'importation et de transport massif, la répartition actuelle est globalement en adéquation avec les zones de consommation, ce qui permet d'assurer une distribution adéquate des produits pétroliers dans le cadre d'un fonctionnement normal. Cependant, au regard du mouvement de concentration des dépôts intervenu au cours de ces vingt dernières années, de nouvelles fermetures pourraient s'avérer lourdes de conséquences. En effet, en fonction de la réorganisation des flux logistiques liée à cette fermeture, la suppression d'un dépôt pourrait s'accompagner :

- d'un allongement des trajets de transports routiers avec des conséquences sur le prix des carburants ainsi que sur la sécurité et l'environnement ;
- d'un affaiblissement de l'aptitude du système logistique pétrolier à absorber localement les effets d'une crise d'approvisionnement en hydrocarbures, impliquant de ce fait un accroissement du risque de rupture d'approvisionnement.

Le défaut de visibilité économique pourrait également entraîner, pour certains dépôts économiquement fragiles, une baisse des investissements au détriment de la sécurité des biens et des personnes.

Les pouvoirs publics seront par conséquent attentifs à l'évolution des infrastructures de stockage afin que la sécurité d'approvisionnement en produits pétroliers n'en soit pas affectée et qu'elle n'engendre pas des conséquences qui seraient contraires aux attendus de la loi.

Les transformations du système de distribution de produits pétroliers induites par la baisse de la consommation nationale font donc peser un risque de tensions logistiques qu'il conviendra de surveiller. La logistique pétrolière peut également être complexifiée par le nombre de produits devant être distribués. Afin de ne pas augmenter le risque de tensions logistiques, il est nécessaire d'éviter toute multiplication des produits dans les flux de distribution. Afin de disposer de marges de manœuvre dans l'hypothèse où des tensions logistiques apparaitraient néanmoins, les possibilités d'assouplissement des changements de spécifications été/hiver seront étudiées.

2.3.2 Les réseaux de pipelines

Les réseaux de pipelines constituent un élément essentiel de la logistique pétrolière et de la sécurité des approvisionnements ; ils sont le moyen de transport majoritairement utilisé pour sortir les produits des raffineries et des dépôts d'importation car ils permettent un transport massif et sûr. Les installations principales sont les suivantes :

Transport de pétrole brut :

- **Le pipeline sud-européen (PSE) - 760 km** : Il approvisionne les raffineries de Feyzin et de Cressier (Suisse) au départ du grand port maritime de Marseille.
- **Le pipeline d'Ile-de-France (PLIF) - 260 km** : Il approvisionne la raffinerie de Grandpuits (sud-est de Paris) à partir du port du Havre et peut être utilisé comme moyen de secours pour l'approvisionnement de la raffinerie de Normandie.
- **Le pipeline Antifer-Le Havre - 26,5 km** : Il transporte du pétrole brut du port d'Antifer au dépôt de la CIM (Compagnie Industrielle Maritime), situé au Havre ; le produit est ensuite acheminé jusqu'aux raffineries de la Basse-Seine.

Transport de produits finis :

- **Le pipeline Le Havre-Paris (LHP) - 1380 km** : il alimente la région Ile-de-France et les aéroports parisiens. Il dessert également les zones de Caen et d'Orléans-Tours.
- **Le pipeline Méditerranée Rhône (PMR) - 765 km** : il alimente la région lyonnaise, la Côte-d'Azur et la Suisse (Genève) à partir de Fos-sur-Mer.
- **L'oléoduc de défense commune (ODC) - 2 260 km en France** : il représente la partie française du « Central Europe Pipeline System » (CEPS) de l'Organisation du traité de l'Atlantique Nord (OTAN).
- **Le pipeline Donges-Melun-Metz (DMM) - 627 km** : il traverse la France d'Ouest en Est, du port de Saint-Nazaire à Saint-Baussant. Il alimente la région du Mans et l'Est de la France. Il est interconnecté avec le LHP et l'ODC.

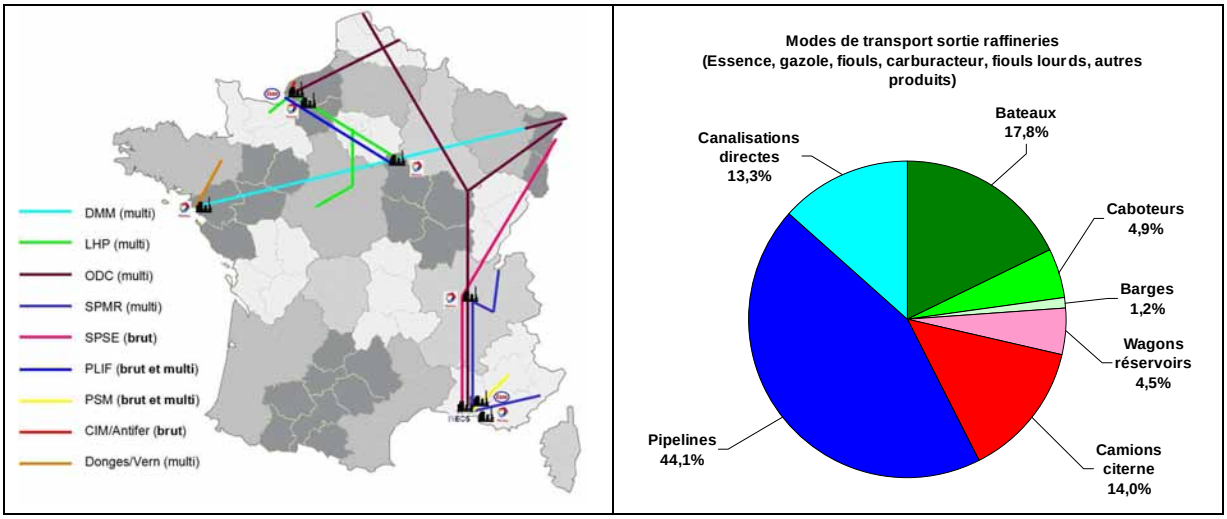


Figure 12 : Réseaux de pipeline et modes de transport en sortie des raffineries

Le fonctionnement des pipelines est intimement lié à la présence de dépôts permettant l'expédition et la réception des produits. Toute modification de ces points d'emport et de livraison compromet la performance et l'optimisation du système avec un impact certain sur la sécurité d'approvisionnement en cas de crise.

2.4 Les réseaux de chaleur et de froid

Objectifs quantitatifs

- ⇨ **Viser une quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de 1,35 Mtep en 2018, et 1,9 à 2,3 Mtep en 2023.**

Orientations

- ⇨ **Favoriser la densification massive des réseaux et la création de nouveaux réseaux de chaleur et de froid.**
- ⇨ **Mettre en place une gouvernance des réseaux afin d'y développer une approche intégrée des territoires (SRCAE et SRADDET), schémas multi-énergies, schémas directeurs).**
- ⇨ **Encourager le développement de la part EnR&R des réseaux.**
- ⇨ **Favoriser la création d'un référentiel partagé pour la conception optimale des réseaux de chaleur et de froid.**
- ⇨ **Encourager dans le cadre des politiques locales (ex : PCAET…) la réalisation d'une étude de faisabilité / opportunité pour la réalisation d'un réseau de chaleur.**

Actions concrètes 2016-2017

- ⇨ **Adapter le Fonds chaleur à la problématique des réseaux et l'élargir à la valorisation de la chaleur fatale industrielle.**
- ⇨ **Achever en 2016 la cartographie nationale relative à l'offre et aux besoins de chaleur permettant d'identifier à l'échelle locale les réseaux existants et prévus.**
- ⇨ **Soutenir dans les projets de loi de finances un taux de TVA réduit pour les réseaux de chaleur alimentés au moins à hauteur de 50 % par des énergies renouvelables ou de récupération.**
- ⇨ **Accompagner les collectivités locales dans l'élaboration des schémas de développement des réseaux imposés par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte.**

Document de référence :

- ⇨ ***Enquête nationale annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid – Rapport 2014 – SNCU pour le compte du SOES***
- ⇨ ***Carte des réseaux de chaleur et de froid en France – Edition 2014 - CEREMA***
- ⇨ ***Le guide de réalisation du schéma directeur d'un réseau de chaleur ou de froid – AMORCE – ADEME 2015***
- ⇨ ***L'étude « comparatif des modes de chauffage et prix de vente de la chaleur – AMORCE-ADEME 2015***

2.4.1 Etat des lieux des réseaux de chaleur et de froid

Les réseaux de chaleur ont un rôle essentiel à jouer dans le cadre des objectifs de développement des énergies renouvelables et de valorisation des énergies de récupération car ils permettent de mobiliser massivement des énergies comme la biomasse, la géothermie (pour laquelle les investissements de forage sont très élevés et ne peuvent être amortis que sur un grand nombre d'usagers), la chaleur de récupération d'unités de valorisation des ordures ménagères (qui du fait de l'éloignement des lieux d'habitation et de la quantité de chaleur produite nécessite d'être utilisée par plusieurs clients) ou encore la valorisation de la chaleur fatale industrielle.

Les principaux chiffres, issus de l'enquête sur les ré-

Principaux chiffres :

518 réseaux (dont 17 réseaux de froid)

16,5 GW installés, 3883 km de longueur totale, 25 800 GWh livrés

40% d'EnR&R

Contenu CO2 moyen : 0,162 kg/kWh

Prix moyen de vente : 70,2 € HT/MWh

Clientèle : résidentiel et tertiaire (95%) ; industrie (5%)

seaux de chaleur et de froid[16] portant sur les données 2013, font état de : 501 réseaux de chaleur et 17 réseaux de froid s'étendant sur plus de 3883 km. Ce recensement inclut depuis 2012 les réseaux d'une puissance inférieure à 3,5MW.

Les énergies fossiles (majoritairement le gaz) sont aujourd'hui largement dominantes dans l'approvisionnement des réseaux français. Ainsi en 2013, le charbon représentait 8% du total d'approvisionnement ce qui est équivalent à 264 000 tep. Néanmoins, on observe que le taux d'énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) dans les réseaux de chaleur est en progression rapide et atteint 40 % en 2013. Depuis 2007, si la quantité d'énergie livrée a augmenté de 12%, les livraisons de chaleur issues d'EnR&R ont augmenté de 65%. 45% des réseaux sont alimentés à 50% au moins par des EnR&R.

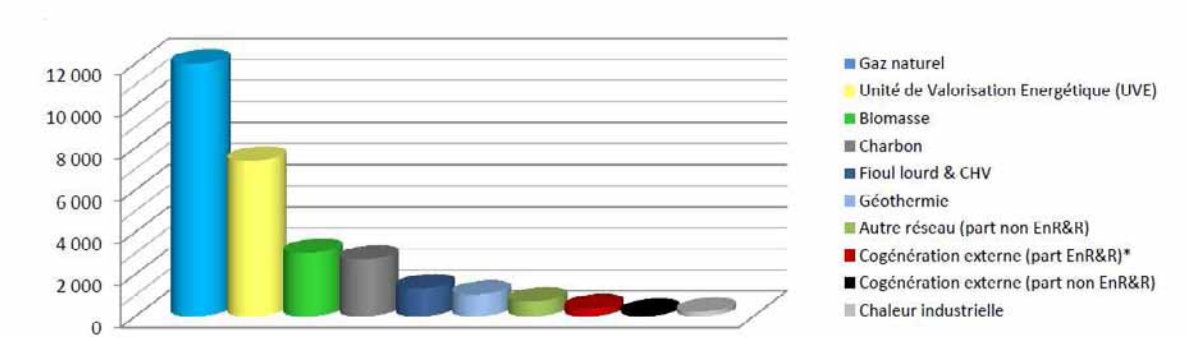


Figure 13 : Les dix principales énergies sur les réseaux de chaleur (en GWh d'énergie produite) (Source : SNCU)

Les réseaux de chaleur présentent de nombreux atouts en termes de performance énergétique (mutualisation de la production de chaleur, recours aux énergies de récupération) de flexibilité (possibilité de diversification du bouquet énergétique), de performance environnementale (réduction des émissions de gaz à effet de serre, lutte contre la pollution atmosphérique grâce à un meilleur pilotage des équipements collectifs). Ils offrent une stabilité des prix de vente de la chaleur livrée, le lissage par rapport au prix des énergies fossiles étant d'autant plus important que le bouquet énergétique EnR&R est élevé.

Le réseau de froid urbain permet de mutualiser les besoins de fourniture en froid avec des équipements de production plus efficaces au plan énergétique que les équipements décentralisés. Il permet également une adaptation continue aux besoins réels et la possibilité de diversifier le bouquet énergétique.

On compte 17 réseaux de froid en France produisant environ 900 GWh. En Europe, seule la Suède fait mieux en termes de livraisons. Les réseaux de froid desservent 80 000 équivalents-logements à travers 130 km de canalisations, dans certains quartiers de Paris, La Défense, Bordeaux, Grenoble, Lyon, Montpellier... Les principaux utilisateurs sont les immeubles de bureaux et les établissements recevant du public, tels que les centres commerciaux, les musées, les hôtels. A titre d'exemple, à Paris le réseau Climespace est le plus grand d'Europe, la Seine fournit environ la moitié des besoins en froid du réseau qui dessert notamment le Louvre, l'Assemblée nationale ou la Banque de France.

Les énergies renouvelables et de récupération ne représentent actuellement que 3% du bouquet énergétique des réseaux de froid. On produit du froid notamment à partir de chaleur issue d'unités de valorisation énergétique, inutilisée en été, à l'aide d'une machine à absorption. Les réseaux de froid géothermiques sont pour l'instant peu développés (projets recensés situés Porte d'Aubervilliers et à Marseille).

[16] Enquête nationale sur les réseaux de chaleur et de froid – Rapport 2014 – SNCU/FEDENE

2.4.2 Principaux enjeux

L'enjeu majeur pour le développement des réseaux de chaleur et de froid est la densification, l'extension et l'augmentation de la part d'EnR&R des réseaux existants tout en encourageant en parallèle la création de nouveaux réseaux. L'enjeu se situe de façon prioritaire dans l'urbain existant, avec un examen au cas par cas dans les quartiers nouveaux (besoins énergétiques moindres en particulier dans les éco-quartiers).

a) Urbanisme et connaissance des réseaux

En termes d'urbanisme, les enjeux identifiés portent, sur la nécessité de renforcer les outils[17] pour favoriser la densification et le développement dans l'urbain et le bâti existant (les outils d'urbanisme comme le PLU - Plan Local d'Urbanisme - et les réglementations thermiques concernent le neuf ou les extensions significatives, mais pas le bâtiment ou le quartier sur lequel aucune intervention urbaine n'est prévue). Un autre enjeu concerne la connaissance des réseaux de chaleur par les maîtres d'œuvre, les aménageurs et les urbanistes. L'appropriation de la connaissance des réseaux par les différents acteurs (la collectivité, le maître d'œuvre, le promoteur, le propriétaire et l'usager) est un paramètre déterminant. Pour faciliter l'accès aux données, la mise en œuvre d'une cartographie nationale qui est en cours de l'offre et des besoins de chaleur permettra d'identifier à l'échelle locale les réseaux existants et prévus ainsi que les besoins de chaleur, en complétant ainsi l'apport de l'observatoire des réseaux de chaleur. L'élaboration d'un référentiel commun entre les collectivités, les délégataires, les promoteurs et la maîtrise d'œuvre pour la conception optimale des réseaux de chaleur (régime de température, débit variable selon les ZAC, colonnes montantes…) est également un enjeu.

b) Implication des collectivités locales

Les réseaux sont un moyen pour une collectivité de se saisir de l'ensemble des enjeux liés à l'énergie, au service direct des administrés. L'implication des collectivités locales est clairement un facteur clé de succès pour le développement de réseaux de chaleur et de froid performants, et celle-ci est souvent initiée à travers les politiques et plans territoriaux. La loi de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles (MAPTAM) du 27 janvier 2014 prévoit le transfert de la compétence des réseaux de chaleur aux métropoles[18] et aux communautés urbaines. La possibilité de mutualisation des compétences pour la coordination des différents réseaux permettra également de poursuivre cette dynamique organisationnelle. La réalisation d'études de faisabilité / opportunité pour la création d'un réseau semble également particulièrement pertinente pour les communes de plus de 20 000 habitants.

c) Compétitivité et prix de la chaleur

La compétitivité et la maîtrise des coûts et du prix de la chaleur pour les clients sont également un facteur déterminant pour l'acceptation et le développement des réseaux. Une récente enquête de l'association AMORCE sur les prix des réseaux de chaleur montre que pour la plupart des réseaux, le prix varie entre 53 et 100 €TTC/MWh (76,9 €TTC/MWh en moyenne) et que les réseaux alimentés par des énergies renouvelables et de récupération sont plus compétitifs en exploitation que les réseaux de gaz ou de fioul. Le coût de la chaleur est inférieur également à celui du chauffage individuel.

d) Information et implication des usagers

Afin de favoriser l'acceptation locale et le bon dimensionnement de l'installation, l'association et l'information des abonnés, usagers et citoyens à la vie du réseau sont essentielles. La concertation en amont des projets et l'attractivité du prix de la chaleur telle que développée ci-dessus sont également nécessaires. Le comité national des acteurs des réseaux de chaleur, animé par AMORCE et soutenu par l'ADEME a permis de créer un lien fort entre usagers, abonnés, gestionnaires et collectivités. 9 propositions ont été formulées par ce comité afin d'améliorer les relations au niveau local[19]. Il est possible d'aller encore plus loin, à l'instar de ce qui est pratiqué dans plusieurs pays européens

[17] Les outils existants sont détaillés dans le plan national d'action efficacité énergétique
[18] À l'exclusion de la métropole du Grand Paris sur le territoire de laquelle la compétence "gestion des réseaux" reste du ressort des communes.
[19] http://www.amorce.asso.fr/fr/espace-adherents/publications/rdc/parties-prenantes/9-propositions-du-comite-national-des-acteurs-des-reseaux-de-chaleur/

où une coopérative citoyenne peut être à l'origine d'un réseau de chaleur. Les dispositions relatives au développement de l'investissement participatif des énergies renouvelables y contribueront. Les réseaux de chaleur constituent l'un des vecteurs autour duquel les démarches de Territoires à énergie positive pour une croissance verte (TEPCV) peuvent se construire.

e) Développement des EnR&R

Le graphe ci-dessous illustre l'évolution des différentes filières EnR&R dans les réseaux depuis 2005 :

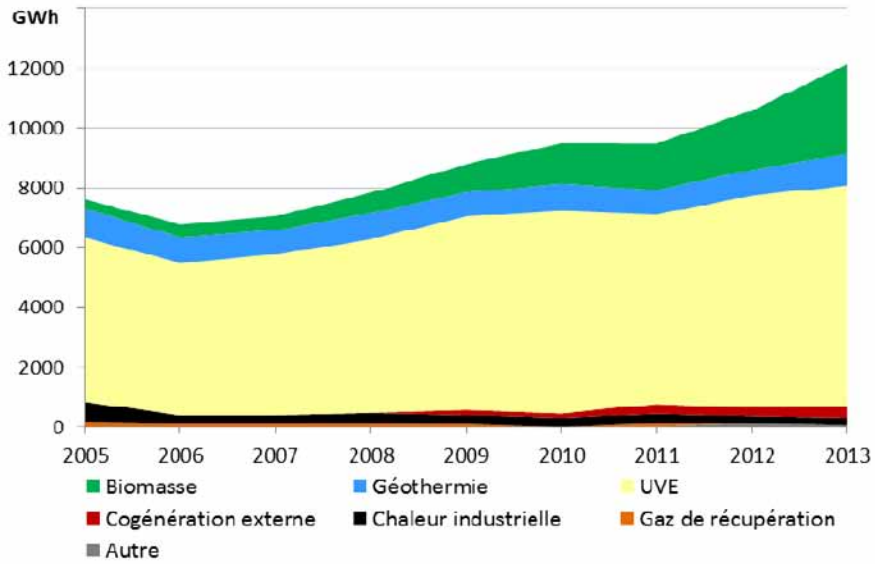


Figure 14 : Evolution des EnR&R dans les réseaux de chaleur

Afin de développer les EnR&R dans les réseaux, la mobilisation des principaux gisements actuels (biomasse, géothermie et unités de valorisation thermique) et des gisements émergents (chaleur de récupération, biogaz, solaire) doit être recherchée.

Par ailleurs, en articulation avec la politique de gestion des déchets, et dans le respect de la hiérarchie des modes de gestion des déchets, qui privilégient la prévention de la production de déchets puis le recyclage – valorisation matière, et seulement ensuite la valorisation énergétique, le recours aux combustibles solides de récupération pourrait contribuer à l'atteinte des objectifs de chaleur issue d'EnR&R livrée par les réseaux de chaleur, tout en présentant un intérêt au regard d'autres politiques publiques (économie circulaire et réduction des quantités de déchets mis en décharge). A ce titre, des modes de soutien au développement de réseaux de chaleur alimentés à partir de CSR, dans le respect des règles européennes applicables en la matière, pourraient être expérimentés sur l'horizon de la PPE.

f) Enjeux technologiques

L'enjeu technologique concerne la mobilisation de nouveaux gisements EnR&R telle qu'évoqué ci-dessus et l'intégration des réseaux de chaleur dans le modèle de ville intelligente (smart-grids énergétique, approche multi-vecteurs gaz/électricité/chaleur…) Les « Smart Grids Thermiques », ou les réseaux de chaleur dits intelligents permettent d'intégrer davantage d'énergies renouvelables, de mieux ajuster la production à la demande, d'anticiper davantage les périodes de chauffage et de réduire les pertes d'énergie.

g) Les réseaux de froid

En termes d'enjeux industriels et d'efficacité énergétique, l'optimisation de la récupération de chaleur sur des réseaux de froid et en général sur les systèmes combinés de production chaud/froid (thermo-frigopompes) est à développer ainsi que la mutualisation des réseaux de chaleur et de froid.

Pour permettre de valoriser le développement de la filière des réseaux de froid auprès de nos partenaires internationaux, il est nécessaire de préciser au préalable la notion de froid renouvelable efficace. La Commission européenne a récemment publié une stratégie européenne sur le chauffage et le refroidissement, et prévoit de réviser la directive sur les énergies renouvelables en 2016. Il s'agit d'une opportunité à saisir pour initier des échanges sur une nomenclature et des principes de comptabilisation du froid renouvelable et de récupération.

h) Emploi

Les réseaux jouent un rôle également en termes d'emploi. Une récente analyse menée par l'ADEME montre qu'avec un marché de 840 M€ en 2013, 5400 équivalents temps plein sont nécessaires à la réalisation et à l'exploitation des réseaux de chaleur (depuis la production jusqu'à la distribution).

2.4.3 Objectifs

L'un des objectifs du projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte concerne spécifiquement les réseaux de chaleur et de froid, il s'agit de « multiplier par cinq la quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid à l'horizon 2030 » par rapport à l'année de référence 2012.

La quantité de chaleur et de froid renouvelable et de récupération livrée par les réseaux de chaleur en 2012 était de 0,68 Mtep. Ainsi, l'objectif de multiplication par cinq conduit à une valeur de 3,4 Mtep de chaleur et de froid renouvelable et de récupération livrée par les réseaux à l'horizon 2030. On peut considérer que le chemin à parcourir jusqu'en 2030 correspond à un **objectif de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrés par les réseaux de 1,35 Mtep en 2018 et entre 1,9 et 2,3 Mtep en 2023**.

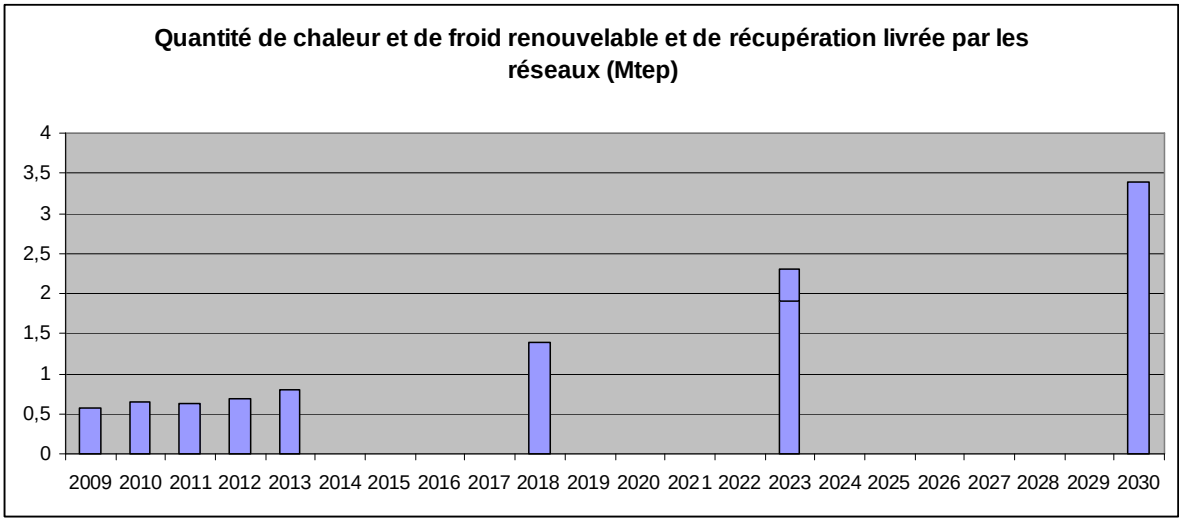


Figure 15 : Quantité de chaleur et de froid renouvelable et de récupération

Le rythme actuel est de l'ordre de 55 ktep EnR&R supplémentaires par an entre 2010 et 2013 d'après l'enquête annuelle de branche. L'atteinte des objectifs 2018 et 2023 implique un rythme annuel de 110 ktep jusque 2018 puis entre 110 ktep et 190 ktep jusqu'en 2023 soit une multiplication entre 2,2 et 3,8 du rythme de développement actuel des EnR&R sur les réseaux de chaleur et de froid d'ici 2023.

L'objectif peut être atteint par une combinaison de l'augmentation du taux d'EnR&R dans les réseaux, qui est déjà passé de 27% à 40% entre 2007 et 2013, d'une augmentation de la quantité de chaleur livrée par les réseaux et d'une hausse du nombre d'équivalents-logements[20] raccordés.

[20] La notion d'équivalent logement permet de donner une réalité "concrète" à la quantité d'énergie délivrée. Les réseaux n'alimentent pas exclusivement des logements, ils desservent également des surfaces tertiaires et

Le taux d'EnR&R moyen actuel des réseaux étant de l'ordre de 40%, un **objectif cible de 50% d'EnR&R**[21] dans les réseaux d'ici 2018 puis **entre 55 et 60% à compter de 2023** paraît réaliste et suffisamment ambitieux. Il faut souligner qu'il existe un écart type important du taux d'EnR&R selon les types de réseaux, leur taille, leur caractère nouveau ou ancien ou leur zone d'implantation. Ce taux cible est donc un taux moyen.

Enfin, la fixation de ce taux doit également s'accompagner d'un objectif en quantité totale de chaleur et de froid livrée par les réseaux. Ainsi, en 2014 environ 2,3 millions d'équivalents logements sont raccordés à un réseau de chaleur[22] et un objectif cible de **2,7 millions d'équivalents logement raccordés en 2018** et **entre 4 millions et 4,8 millions d'équivalents logement raccordés en 2023**, peut être donné à titre indicatif.

Concernant le développement des filières renouvelables et de récupération dans la chaleur livrée par les réseaux aux horizons 2018 et 2023, la biomasse, ressource particulièrement adaptée aux réseaux de chaleur, représente d'ores et déjà une part importante de la chaleur véhiculée par les réseaux et devrait continuer à se développer au même rythme. La géothermie devrait poursuivre et accélérer son développement dans les réseaux (la géothermie basse et moyenne énergie est la source principale de géothermie exploitable par les réseaux de chaleur, et la géothermie très basse énergie assistée par pompes à chaleur alimente de plus petits réseaux). Les réseaux sont par ailleurs un excellent moyen de valoriser la chaleur de récupération industrielle qui est amenée à se développer. Par ailleurs, le raccordement d'unités d'incinération d'ordures ménagères actuellement non reliées à un réseau et l'amélioration des performances énergétiques devraient permettre une légère croissance de la chaleur issue de ces installations. Enfin, le biogaz et le solaire thermique devraient prendre peu à peu leur place dans les réseaux de chaleur.

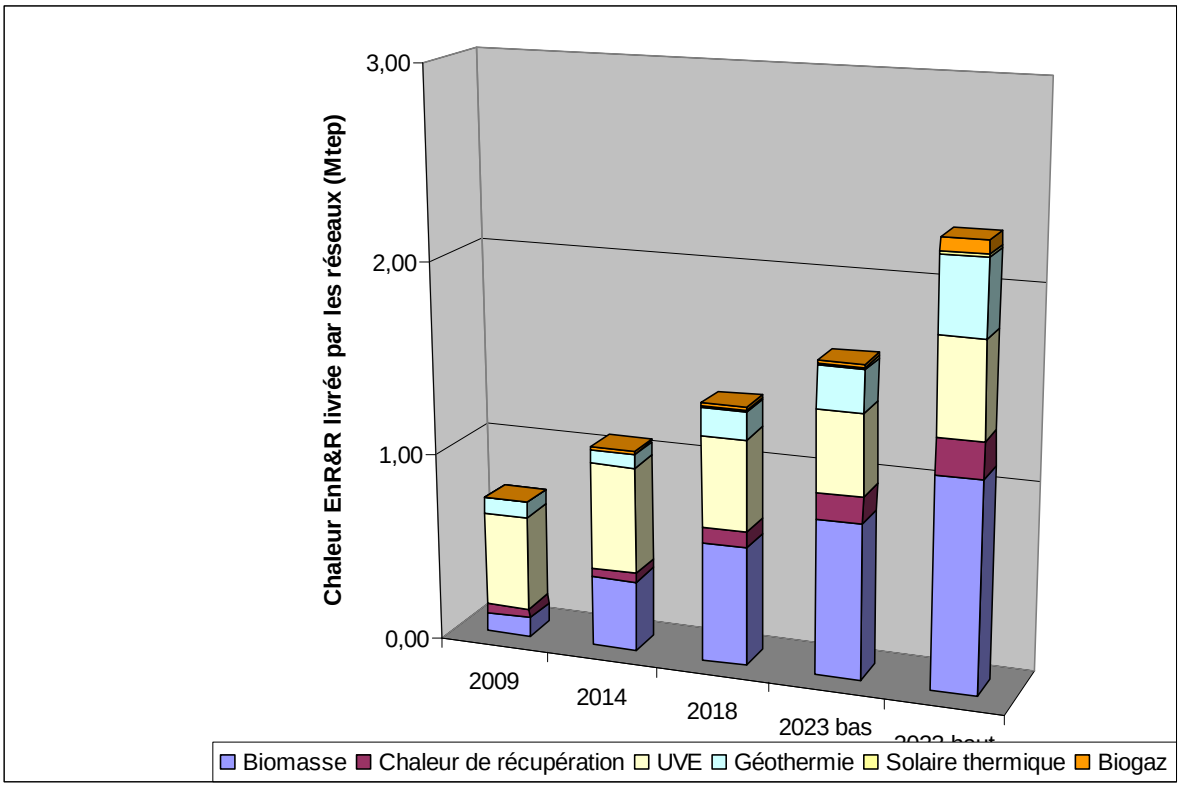


Figure 16 : Quantité d'EnR&R livrée par les réseaux (Mtep)

l'industrie. Le monde de calcul des équivalents logements a été redéfini pour permettre de s'affranchir de la rigueur climatique et d'intégrer les réductions de consommation d'énergie envisagées.

[21] Les textes réglementaires et les outils d'aides publiques considèrent comme « vertueux » un réseau de chaleur valorisant au moins 50% d'EnR&R

[22] Source SNCU

2.4.4 Le stockage de chaleur

Il existe trois modes principaux de stockage de la chaleur :

- la chaleur sensible (par changement de la température du matériau) qui est la technique la plus mature et qui présente le coût le plus faible. Le stockage sensible de grande capacité concerne surtout le stockage saisonnier en réservoirs, notamment en aquifères ;
- la chaleur latente (avec changement de phase du matériau) qui présente un coût intermédiaire et une maturité dans le domaine du froid. Il n'existe toutefois pas à ce jour de stockage de grande capacité sur ce principe mais des projets R&D sont en cours ;
- l'adsorption thermochimique (stockage réalisé sous forme de potentiel chimique) présente le coût le plus élevé parmi les techniques de stockage et est peu mature hormis sur quelques niches technologiques. Cette technologie permet en revanche le stockage de chaleur sur de longues périodes et une densité énergétique élevée (exprimée en kWh/m3 stockés).

Les enjeux techniques de développement du stockage de chaleur portent sur l'amélioration des matériaux (coût, recyclage, disponibilité avec un potentiel de développement identifié dans le domaine des céramiques recyclées notamment), des fluides de transfert (niveau de température, analyse du cycle de vie, avec un potentiel de développement identifié dans le domaine des nanofluides entre autres), de l'enveloppe, de la conception et l'intégration du stockage dans les procédés. La filière est très transversale et nécessite une structuration, les potentiels d'innovation et de marché sont importants. Le stockage de chaleur présente notamment un enjeu particulier au regard du développement des smartgrids et de l'interconnexion des réseaux de chaleur et d'électricité (cf. point 6.5).

2.5 Interactions et transferts entre énergies

Recommandations

- ⇨ **Favoriser des projets de R&D amont pour améliorer les différentes briques technologiques et leur intégration.**
- ⇨ **Favoriser les projets de démonstration visant à développer des systèmes de stockage et de conversion de l'énergie, en particulier des plateformes d'essais multi-énergies et le power-to-gas.**
- ⇨ **Accompagner les réflexions sur la réglementation applicable à l'hydrogène.**
- ⇨ **Mettre à jour régulièrement les études technico-économiques portant sur les synergies entre vecteurs énergétiques et leurs usages à des horizons de temps moyen à long terme.**

Actions concrètes 2016-2017

- ⇨ **Tirer les enseignements du projet GRHYD à Dunkerque lancé en septembre 2013 visant à injecter de l'hydrogène décarboné directement dans le réseau de gaz, et du projet Jupiter 1000, lauréat 2015 de l'appel à projets stockage et conversion d'énergie, qui sera opérationnel en 2018 à Fos-sur-Mer.**
- ⇨ **Publier en 2016 du plan de développement du stockage des énergies renouvelables par hydrogène décarboné qui portera notamment sur l'adaptation des réglementations et des incitations pour permettre le déploiement de ces nouvelles applications de l'hydrogène, telles que la conversion d'électricité en gaz.**

Document de référence :

- ⇨ ***Etude sur le potentiel du stockage d'énergie, DGCIS - ADEME - ATEE, 2013***
- ⇨ ***Etude portant sur l'hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l'électricité excédentaire, ADEME-GrDF-GRTgaz, 2014***

Le stockage peut servir de point d'interaction entre le réseau électrique et le réseau de gaz et entre le réseau électrique et les réseaux de chaleur.

Les interactions électricité/gaz

Le principe du « power-to-gas » se fonde sur le stockage d'une quantité d'électricité en surplus (par exemple produite à partir d'énergies renouvelables) sous forme d'hydrogène ou de méthane de synthèse obtenu à partir de cet hydrogène et son injection directe dans les réseaux de gaz existants. Le « power-to-gas » est une solution de stockage saisonnier qui vient donc en soutien aux réseaux électriques. Plus généralement, **l'hydrogène permet un arbitrage économique entre les marchés de l'électricité et du gaz**.

L'hydrogène peut être obtenu à partir d'électricité par électrolyse de l'eau. Ce procédé permet de séparer l'eau en hydrogène (H_2) et en oxygène (O_2). Les technologies de production d'hydrogène par électrolyse mais aussi celles de pile à combustible (réaction inverse consistant à transformer l'hydrogène en électricité) sont aujourd'hui flexibles avec de bonnes disponibilités. A condition qu'il soit produit à partir d'une source d'énergie décarbonée, l'hydrogène est un vecteur énergétique sans émission de gaz à effet de serre, permettant de contribuer à décarboner les réseaux de gaz.

Le méthane de synthèse peut être obtenu à partir d'hydrogène par le procédé de méthanation, qui associe à l'hydrogène du dioxyde de carbone (CO_2) pour produire du méthane (CH_4). **La méthanation pourrait servir de complément aux solutions de capture et stockage du carbone.**

Selon l'étude « Power-to-gas » de l'ADEME, GrDF et GRTgaz parue en 2014, le potentiel identifié du « power-to-gas » à l'horizon 2030 s'élèverait à 2,5 TWh. Toujours selon cette étude, l'hydrogène peut aujourd'hui être directement injecté dans le réseau gazier en faible concentration mais donne un accès direct à de très grandes capacités de transport et de stockage (en France les capacités de stockage de gaz sont de l'ordre de 137 TWh). Diverses raisons (sécurité, fuites, compatibilité avec

les utilisateurs finaux, compatibilité avec les conduites) limitent néanmoins l'injection d'hydrogène à environ 2% du gaz en énergie (soit 6% en volume).

Si cette limite sera sans doute repoussée, il est toutefois peu probable d'envisager que l'hydrogène puisse représenter plus de 20 à 30% en volume dans le réseau gazier, soit 15 à 20% en énergie. La transformation de l'hydrogène en méthane de synthèse permettrait d'aller plus loin car elle est sans limite d'incorporation. Actuellement, le coût de production de l'hydrogène se situe aux alentours de 100 €/MWh, soit assez proche des coûts de production de biométhane qui est compris entre 45 €/MWh à 125 €/MWh en fonction des caractéristiques du méthaniseur (taille, nature des intrants), mais quatre fois plus élevé que le prix de gros du gaz (de l'ordre de 25 €/MWh). Les coûts de production du méthane de synthèse par la filière méthanation sont aujourd'hui très au-dessus de ces valeurs mais pourraient atteindre en 2020 de l'ordre de 125 €/MWh.

L'avantage des architectures « power-to-gas » réside donc à la fois dans la synergie créée entre les réseaux d'électricité et de gaz, et dans les multiples usages de l'hydrogène, voire du méthane de synthèse.

Toutefois, le besoin de mettre en œuvre du « power-to-gas » à échelle industrielle n'apparaîtra vraisemblablement pas en France avant 2025-2030. D'ici là, il convient de préparer le développement et l'intégration des différentes briques technologiques de la technologie « power-to-gas » et de permettre la réalisation de démonstrateurs de taille suffisante. L'ensemble des acteurs du système énergétique ont encore besoin d'un cadre d'expérimentation à taille industrielle et il semble ainsi important de permettre la constitution de plateformes d'essais multi-énergie chez les opérateurs de réseaux d'énergie (électricité, gaz, chaleur). En parallèle, des efforts de R&D restent également nécessaires sur les technologies d'électrolyse moins matures.

Les interactions électricité/chaleur

A l'instar du « power-to-gas », le « power-to-heat » permet de stocker les surplus d'électricité sous forme de chaleur en vue d'une utilisation directe de la chaleur (ballons d'eau chaude sanitaire, besoin industriel) ou éventuellement d'une injection dans les réseaux chaleur. En France, le système de stockage d'électricité sous forme thermique le plus répandu réside dans les ballons d'eau chaude sanitaire (13 à 20 TWh par an) dont le pilotage a permis de déplacer la consommation vers des heures de moindre demande, lorsque les prix de l'électricité sont les plus faibles (historiquement la nuit entre 23h et 6h, ce qui s'est traduit par la mise en place des options tarifaires heures pleines/heures creuses pour le consommateur final d'électricité) et a contribué à réduire la pointe de consommation. D'après l'étude PEPS[23], le pilotage des ballons d'eau chaude pourrait être conduit à évoluer avec le développement des énergies renouvelables, de façon à pouvoir absorber des surplus d'énergies renouvelables intermittentes et notamment d'électricité photovoltaïque entre 11h et 15h, ce qui supposera un pilotage plus dynamique que ce qui existe aujourd'hui (de manière à s'adapter aux aléas météorologiques pouvant influencer la production d'énergies renouvelables intermittentes) en lien avec le développement des compteurs communicants.

Le stockage thermique constitue également un potentiel économique important pour les installations de cogénération en permettant d'optimiser leur régime de fonctionnement et un meilleur pilotage de la production d'électricité (pour les installations non soutenues par un tarif de rachat). Avec un dispositif de stockage thermique, une installation de cogénération peut maximiser sa production d'électricité au moment où les prix de l'électricité sont les plus élevés (et a priori au moment où le système électrique en a le plus besoin) indépendamment de sa demande de chaleur. Par exemple, si au moment où les prix sont les plus élevés, les débouchés chaleur sont faibles, alors la chaleur en excès pourrait être stockée en vue d'une restitution ultérieure. Ce modèle est particulièrement pertinent lorsque les demandes de chaleur sont relativement constantes dans l'année, comme pour les utilisations de chaleur des industriels, qui ne sont généralement pas thermosensibles. Pour les installations de cogénérations climatiques dont la chaleur est valorisée sur les réseaux de chaleur, la valeur du stockage réside davantage dans la diminution des coûts d'investissements en moyens de pointe (chaudière d'appoint) afin d'assurer les pics de consommation de chaleur.

[23] Etude sur le potentiel du stockage d'énergies, ADEME - ATEE - DGCIS, 2013.

Programmation PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT, DE L'ÉNERGIE ET DE LA MER

Stratégie de développement de la mobilité propre

LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE pour la CROISSANCE VERTE

Table des matières

1. Introduction : principaux éléments du cadre d'action publique 5
2. Eléments de cadrage fixés par la LTECV 6
3. Articulation des politiques 7
3.1. Politiques urbaines 7
3.2. Politiques du climat, de l'air et de l'énergie 8
3.3. Politique fiscale 8
3.4. Politiques sectorielles de mobilité 8
3.5. Politiques territoriales conduites par les collectivités locales. 9
4. Eléments sur l'offre existante de mobilité propre 9
4.1. Eléments de cadrage 9
4.2. Transport de voyageurs 10
4.3. Transport de marchandises 11
5. Contexte et enjeux de développement de la mobilité propre 13
5.1. Contexte 13
5.2. Enjeux et points d'attention 13
5.3. Principes d'action 14
5.4. Leviers d'actions prioritaires de la stratégie nationale bas carbone 15
6. Scénarios 16
6.1. Trajectoire d'émission de GES prévue par la SNBC pour le secteur des transports 16
6.2. Scénarios de consommation d'énergie et de carburants alternatifs dans le secteur des transports terrestres 18
6.3. Projections de demande de transport 25
7. Orientations et pistes d'actions de développement de la mobilité propre 27
7.1. Maîtrise de la demande de mobilité 28
7.1.1. Cadre issu de la LTECV 29
7.1.2. Mesures d'accompagnement engagées 29
7.2. Développement des véhicules à faibles émissions 30
7.2.1. Cadre issu de la LTECV 31
7.2.2. Mesures d'accompagnement engagées 31
7.2.3. Autres orientations et pistes d'actions 32
7.3. Développement du marché des carburants alternatifs et déploiement des infrastructures correspondantes 35
7.3.1. Introduction 35
7.3.2. Cadre issu de la LTECV 36
7.3.3. Mesures d'accompagnement engagées 36
7.3.4. Définition des territoires et réseaux prioritaires pour les infrastructures 41
7.4. Optimisation des véhicules et réseaux existants 43
7.4.1. Cadre issu de la LTECV 43
7.4.2. Mesures d'accompagnement engagées 44
7.4.3. Autres orientations et pistes d'actions 44
7.5. Amélioration des reports modaux 50
7.5.1. Cadre issu de la LTECV 51
7.5.2. Mesures d'accompagnement ou complémentaires engagées 51
7.5.3. Autres orientations et pistes d'actions 53
7.6. Développement des modes de transports collaboratifs 54
7.6.1. Cadre issu de la LTECV 54
7.6.2. Mesures d'accompagnement engagées 54
7.6.3. Autres orientations et pistes d'actions 54
8. Développement de la mobilité propre dans les stratégies thématiques 55
8.1. Etat des lieux 55
8.2. Stratégies existantes et lien avec les priorités de mobilité propre 58
8.2.1. Conférence périodique pour la relance du fret ferroviaire 58
8.2.2. Conférence et plan d'action pour le transport fluvial 58
8.2.3. Stratégie portuaire 59
8.2.4. Stratégie France logistique 2025 60
8.2.5. Dispositif d'engagements volontaires et d'information pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre 61

8.2.6. Stratégie Mobilité 2.0 63
8.2.7. Plan d'action pour les mobilités actives 64
8.2.8. Plan national santé environnement – volet transports 65
8.2.9. Programme d'investissement d'avenir 66
8.2.10. Plan d'action pour le développement du véhicule 2 l/100 km 66
8.2.11. Schéma national d'orientation pour le déploiement du GNL - carburant marin (SOGNL, à paraître) 67
8.3. Démarches stratégiques thématiques à engager 69
8.3.1. Développement coordonné des aires de covoiturage 69
8.3.2. Développement de la route à énergie positive 69
8.3.3. Programme Mobilité 3.0. des acteurs de la mobilité intelligente 69
8.3.4. Expérimentation et développement des véhicules autonomes, notamment pour le transport public 70
8.3.5. Innovation dans les transports 70

Préambule

Ce document présente la stratégie de développement de la mobilité propre prévue par l'article 40 de la Loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV).

Il dresse d'abord un état des lieux de la mobilité propre. Il explicite ensuite les principaux motifs à agir pour une mobilité plus durable et plus propre. Il rappelle les principes d'action dans le cadre de la transition énergétique et notamment les leviers d'action prioritaires dans le domaine de la mobilité, issus de la stratégie nationale bas carbone.

Ce document rappelle le scénario bas carbone dans lequel s'inscrit le développement de la mobilité propre. Il présente notamment des éléments sur la demande de mobilité propre, les carburants alternatifs dont l'électro-mobilité, issus des scenarii élaborés dans le cadre de la préparation de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Ce document présente ensuite des orientations et des actions de développement de la mobilité propre, en les rattachant aux priorités prévues par la LTECV :

- Maîtriser la demande de mobilité ;
- Développer les véhicules à faibles émissions de polluants et de gaz à effet de serre ;
- Fixer un cadre d'action national permettant le développement d'un marché des carburants alternatifs et le déploiement des infrastructures correspondantes dans le cadre d'un mix énergétique diversifié ;
- Optimiser le fonctionnement des véhicules et les réseaux existants et notamment faire évoluer la réglementation de façon à réduire les émissions des modes les plus polluants ;
- Améliorer les reports modaux vers les modes de transports les moins émissifs en polluants et gaz à effet de serre, y compris la marche et l'usage du vélo ;
- Développer les modes de transports collaboratifs.

Ce document présente également l'articulation avec d'autres démarches stratégiques engagées dans un certain nombre de domaines des transports et de la mobilité, et qui contribuent aux priorités de développement de la mobilité propre. Dans ce cadre, sont identifiés des thèmes sur lesquels d'autres documents stratégiques thématiques pourraient compléter le présent document.

1. Introduction : principaux éléments du cadre d'action publique

L'action publique en faveur d'une mobilité et de systèmes de transport durables s'inscrit dans les engagements de la France dans la lutte contre le réchauffement climatique, la pollution atmosphérique et l'amélioration de l'efficacité énergétique. Elle participe aux objectifs de compétitivité de l'économie et des territoires, de santé, de solidarité, d'emploi et de pouvoir d'achat. L'action publique s'inscrit également dans un cadre fixé, selon le cas, par subsidiarité, au niveau européen et/ou au sein d'organisations internationales comme l'Organisation Maritime Internationale (OMI) ou l'Organisation Internationale de l'Aviation Civile (OACI).

Les bénéfices induits par la mise en œuvre d'une stratégie pour le développement de la mobilité propre sont multiples : baisse du coût sanitaire de la pollution atmosphérique, augmentation du pouvoir d'achat des consommateurs, réduction de notre dépendance aux importations de carburants et reconquête d'une souveraineté énergétique, créations d'emplois, diminution de l'accidentologie routière.

La stratégie nationale bas carbone (SNBC), prévue par la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV), vise l'objectif de division par quatre des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2050, et permet également de respecter l'engagement de la France auprès de l'Union européenne, de réduire de 40 % ses émissions de gaz à effets de serre (GES) en 2030. Elle fixe l'objectif de diminuer de 29 % les GES à l'horizon du 3ème budget carbone (2024-2028) par rapport à 2013.

Dans le secteur des transports, la SNBC identifie cinq leviers d'action : maîtrise de la demande de mobilité ; meilleure utilisation des véhicules et des réseaux existants ; efficacité énergétique des véhicules ; intensité carbone des carburants ; report modal.

La maîtrise de la demande de mobilité constitue, à moyen et long termes, un levier puissant pour favoriser des comportements plus économes en énergie et en émissions de GES. Elle sollicite des leviers dans le domaine de l'urbanisme et de l'aménagement du territoire, de l'organisation du système productif et de l'économie circulaire. Elle relève de plus en plus de démarches partenariales et concertées, comme l'illustre le développement des plans de mobilité des entreprises, qui constituent une des mesures de la LTECV.

La meilleure utilisation des véhicules est un levier important pour améliorer l'efficacité du transport. Pour le transport de personnes, ceci passe par le développement du covoiturage, facilité par la multiplication des services favorisant la mise en relation.

Une meilleure utilisation des réseaux existants constitue une priorité, comme l'a rappelé le rapport Mobilité 21. L'optimisation de l'utilisation des réseaux et infrastructures existants passe notamment par le renforcement des fréquences, l'amélioration des interconnections et des interfaces entre modes, le développement de mesures de gestion dynamique des infrastructures routières, le développement de voies réservées sur autoroutes. Il est également nécessaire de garantir la qualité d'usage des infrastructures de transport, notamment en mobilisant les moyens nécessaires à la préservation de l'état des réseaux existants.

Le véhicule individuel restera indispensable pour nombres d'usages et parties du territoire, notamment dans les zones périurbaines et rurales. L'efficacité énergétique des véhicules est un enjeu crucial. Les progrès technologiques sur les véhicules doivent pouvoir s'intégrer rapidement dans les gammes de véhicules neufs, puis les parcs en circulation. A ce titre, les avantages de circulation accordés aux véhicules propres et sobres, ainsi qu'une information fiable sur les performances et les émissions, constituent un signal fort donné aux consommateurs, permettant d'accélérer leur appropriation en rendant leur acquisition et leur usage attractifs, au-delà de leur vertu environnementale.

En matière de report modal, il convient de tenir compte du domaine de pertinence des différents modes.

Pour le transport de personnes, l'utilisation des transports en commun et les circulations douces sont maintenant au cœur des politiques locales de déplacements.

Pour le transport de marchandises, une logistique mieux intégrée dans l'organisation des territoires, l'optimisation du taux de remplissage des véhicules, constituent des préoccupations nationales.

2. Eléments de cadrage fixés par la LTECV

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) est un document d'orientations stratégiques, qui fixe les priorités d'actions des pouvoirs publics dans le domaine de l'énergie afin d'atteindre les objectifs de la LTECV.

La PPE a notamment vocation à décliner pour partie certaines des recommandations de la SNBC. Cette dernière décrit la politique d'atténuation du changement climatique et définit la marche à suivre pour conduire cette politique dans des conditions soutenables sur le plan économique à moyen et long termes.

La stratégie pour le développement de la mobilité propre (SDMP) est annexée à la PPE. Elle concerne (art. 40 de la LTECV) :

« 1° Le développement des véhicules à faibles émissions et le déploiement des infrastructures permettant leur alimentation en carburant. Elle détermine notamment le cadre d'action national pour le développement du marché relatif aux carburants alternatifs et le déploiement des infrastructures correspondantes ;

2° L'amélioration de l'efficacité énergétique du parc de véhicules ;

3° Les reports modaux de la voiture individuelle vers les transports en commun terrestres, le vélo et la marche, ainsi que du transport routier vers le transport ferroviaire et fluvial ;

4° Le développement des modes de transports collaboratifs, notamment l'auto-partage ou le covoiturage ;

5° L'augmentation du taux de remplissage des véhicules de transport de marchandises.

Cette stratégie est fixée par voie réglementaire.

Elle comporte une évaluation de l'offre existante de mobilité propre, chiffrée et ventilée par type d'infrastructures, et fixe, aux horizons de la programmation pluriannuelle de l'énergie, mentionnée à l'article L. 141-1 du code de l'énergie dans sa rédaction résultant du I de l'article 176 de la présente loi, dont elle constitue un volet annexé, des objectifs de développement des véhicules et de déploiement des infrastructures mentionnés au 1° du présent article, de l'intermodalité et des taux de remplissage des véhicules de transport de marchandises. Elle définit les territoires et les réseaux routiers prioritaires pour le développement de la mobilité propre, en particulier en termes d'infrastructures, en cohérence avec une stratégie ciblée de déploiement de certains types de véhicules à faibles émissions.

Le Gouvernement soumet, pour avis, cette stratégie au Conseil national de la transition écologique, puis la transmet au Parlement. »

La mise en œuvre de ces orientations s'effectue au travers des différentes parties de la SDMP.

Les leviers d'action identifiés par la SNBC pour agir dans le domaine des transports sont rappelés en partie 5.

Les scénarios de développement des véhicules à faibles émissions de polluants et de gaz à effet de serre aux horizons de la PPE, ainsi que les scénarios de mobilité permettant d'évaluer la demande d'énergie à ces horizons, et de déterminer le cadre d'action national pour le développement du marché relatif aux carburants alternatifs et le déploiement des infrastructures correspondantes sont exposés en partie 6.

Les orientations et actions de développement de la mobilité propre sont exposées, selon les différents leviers cités plus haut, en partie 7.

3. Articulation des politiques

Le développement de la mobilité propre se situe à l'articulation de diverses politiques des transports avec les politiques urbaines et d'aménagement du territoire et les politiques énergétiques.

3.1. Politiques urbaines

Tout comme l'ensemble des outils mis en place par la LTECV, le développement de la mobilité propre s'articule avec les politiques urbaines et d'aménagement du territoire.

La mobilité des personnes et des biens ne peut en effet se concevoir hors une conception d'ensemble d'aménagement du territoire, urbain et rural, et d'insertion de la France dans les stratégies européennes et mondiales des transports.

La mobilité urbaine est à la fois un élément et une résultante de la conception des agglomérations. La loi dispose d'outils de planification visant à anticiper et à organiser les évolutions urbaines dans un objectif d'économie de foncier et de maîtrise de l'étalement urbain. L'attraction des agglomérations pour l'emploi et les populations, combinée au caractère centrifuge de la pression foncière pour les activités à relativement faible valeur ajoutée et les populations aux faibles ressources, entraîne une très forte tendance à l'extension des zones péri-urbaines, constatée ces 25 dernières années dans les agglomérations importantes. Ces morphologies urbaines entraînent une croissance de l'usage des modes routiers, avec une plus grande consommation de ressources fossiles et une plus forte pollution atmosphérique. Ces zones péri-urbaines sont en outre plus coûteuses en matière de services publics du fait de leur étalement, et en particulier il est difficile de les desservir par des transports collectifs à des coûts acceptables, tant en investissement que surtout en fonctionnement.

Les phénomènes de péri-urbanisation se sont développés de manière importante ces dix dernières années : l'investissement fréquent en qualité urbaine, espaces publics, transports publics tels de nombreux métros et tramway, ont augmenté la valeur du stock de capital public et partant, la pression foncière a augmenté dans le centre de nombreuses agglomérations françaises (Nantes, Bordeaux, Lille…). La crise économique que connaît le pays depuis dix ans a rendu encore plus difficile le maintien dans le centre des agglomérations de populations modestes, avec ce phénomène de « gentrification ». De même les activités industrielles et logistiques, nécessitant de l'espace et générant peu de valeur en comparaison du tertiaire, ont souvent quitté les centres pour se relocaliser en périphérie, faiblement desservies par le fer ou la voie d'eau, et ont trouvé des localisations à proximité de grandes infrastructures routières.

Ces mutations sont relativement rapides et leur maîtrise nécessite une attention soutenue y compris sur le court terme. Les outils de planification urbaine ont l'objectif d'offrir aux autorités locales les moyens de cette maîtrise.

En outre, ces politiques visent à privilégier la multi-fonctionnalité urbaine, c'est-à-dire le maintien dans les centres de populations aux ressources diversifiées et d'activités variées, notamment commerciales. La politique d'hébergement et de logement social, par ses différents leviers, poursuit en particulier cet objectif de permettre aux populations à faibles ressources de se maintenir dans les centres denses où la pression foncière est souvent plus forte, en raison de marchés de fonciers plus dynamiques, tant du point de vue du marché privé de l'habitat que du marché de bureaux. Le développement de la mobilité propre renvoie également aux principes d'aménagement des espaces ruraux.

La planification des grandes infrastructures nationales et des services de transports à forte capacité offrent une armature aux territoires afin de permettre aux entreprises et aux personnes une meilleure accessibilité aux centres urbains et aux bassins de consommation. Le rôle des régions en matière d'aménagement des territoires et d'économie a été complété par la loi[1], d'une mission de chef de file de l'intermodalité et de la complémentarité entre les modes de transports, en plus de leur mission d'investisseur au travers des Contrats de plan Etat-Région, leur conférant une légitimité d'ensemblier sur l'articulation sociale et économique de l'aménagement du territoire et la configuration et le fonctionnement des services de transports pour la desserte des territoires et la connexion aux réseaux nationaux.

[1] Loi n°2014-58 du 27 janvier 2014 de modernisation de l'action publique territoriale et d'affirmation des métropoles

3.2. Politiques du climat, de l'air et de l'énergie

Les politiques du climat, de l'air et de l'énergie participent à l'action publique en faveur d'une mobilité et de systèmes de transport durables.

Les transports constituent le premier secteur émetteur de GES (27 % des émissions de GES en 2013). La SNBC a identifié les leviers d'actions dans l'ensemble des secteurs dont celui des transports permettant de respecter les budgets carbone définis dans le décret du 18 novembre 2015 relatif aux budgets carbone nationaux et à la stratégie nationale bas-carbone.

La lutte contre la pollution de l'air est un enjeu sanitaire majeur qui mobilise le Gouvernement. Malgré des améliorations notables ces dernières années, sa qualité reste un sujet de préoccupation, particulièrement dans les zones urbaines. La pollution atmosphérique concerne 60 % des Français. Une évaluation de l'impact sanitaire à l'échelle de 25 pays de l'Union Européenne appuyée sur des outils de modélisation de la qualité de l'air estimait qu'en France, en 2005, 42 000 décès prématurés étaient en relation avec l'exposition chronique aux particules fines PM 2,5 d'origine humaine. Les effets sur la santé des polluants atmosphériques sont avérés et ils ont un coût économique, estimé entre 20 et 30 milliards d'euros par an pour les dommages sanitaires causés par les seules particules fines. Les personnes exposées de façon continue à certaines pollutions risquent d'être aussi particulièrement concernées notamment les travailleurs dans certains métiers, riverains d'axes importants de circulation, etc.

Les transports représentent un des émetteurs les plus importants des polluants atmosphériques à l'échelle nationale avec, en 2014, 62 % des émissions de NOx, 15 % des émissions de PM10 et 20 % des émissions de PM2,5 [CITEPA, 2014]. Ces chiffres ne sont pas homogènes sur le territoire et sont plus intenses en zone urbaine.

Pour agir sur la qualité de l'air, il est nécessaire de travailler sur l'ensemble des secteurs émetteurs tels que les secteurs des transports et de la mobilité, de l'agriculture, de l'industrie et du résidentiel-tertiaire. L'amélioration de la qualité de l'air suppose de mieux prendre en compte la qualité de l'air dans les politiques publiques, de sensibiliser tous les acteurs pour un changement de comportement et d'équipement ou encore de calibrer les outils économiques. C'est à cette fin que le gouvernement élabore un Plan de Réduction des Emissions de polluants atmosphériques (PREPA).

Le développement de la mobilité propre s'articule également avec la politique énergétique, et plus précisément la PPE. Cette dernière, qui fixera les priorités d'action de la politique énergétique à un horizon de temps donné, se place dans le cadre des engagements de la France aux plans international et communautaire et des objectifs définis dans le cadre de la LTECV avec notamment un objectif de baisse de la consommation finale d'énergie à 2030 de 20 % par rapport à 2012 auquel le secteur des transports participera, une baisse de 30 % de la consommation primaire des énergies fossiles à 2030 par rapport à 2012 dont on sait que le secteur des transports est fortement dépendant et un objectif de 15 % d'énergies renouvelables dans le secteur des transports à l'horizon 2030.

Ces perspectives en matière énergétique, la montée en puissance des énergies alternatives aux carburants fossiles, la diffusion des réseaux de distributions de ces énergies, les motorisations des véhicules sont autant d'éléments fondamentaux des politiques des transports.

3.3. Politique fiscale

Le développement de la mobilité propre s'articule avec la politique fiscale. Au-delà du caractère incitatif de la fiscalité pour le développement de la mobilité propre, il apparaît, pour les acteurs, que la stabilité du cadre fiscal à un horizon de 5 à 10 ans, soit déterminante pour permettre des prises de décision en faveur de systèmes de transports plus sobres, plus propres et plus efficaces.

3.4. Politiques sectorielles de mobilité

Les politiques de transports sont des politiques sectorielles, visant à l'évolution d'une offre de services de transports globale de courte, moyenne et longue distances pour les voyageurs et les passagers. L'évolution de ces politiques sectorielles fait l'objet d'une méthode de coordination entre les pouvoirs publics et les acteurs privés. Ces différents secteurs, bien que connectés, relèvent fréquemment de logiques différentes, en matière d'organisation professionnelle, de logiques d'investissement et de fonctionnement, d'intervention des pouvoirs publics, de régulation et d'insertion dans des logiques européennes et mondiales.

La politique de transports de marchandises vise à articuler des logistiques désormais de très longue distance avec les marchés mondiaux et le développement très important du trafic maritime, avec des logistiques de desserte fine, parfois même au domicile avec le développement d'acteurs de logistique par internet comme Amazon ou des entreprises de vente par correspondance.

Au-delà des objectifs identifiés dans la LTECV, les politiques sectorielles des transports doivent intégrer une plus grande explicitation de ces objectifs de mobilité propre, en mettant en avant les différents objectifs d'amélioration et leviers d'action.

3.5. Politiques territoriales conduites par les collectivités locales.

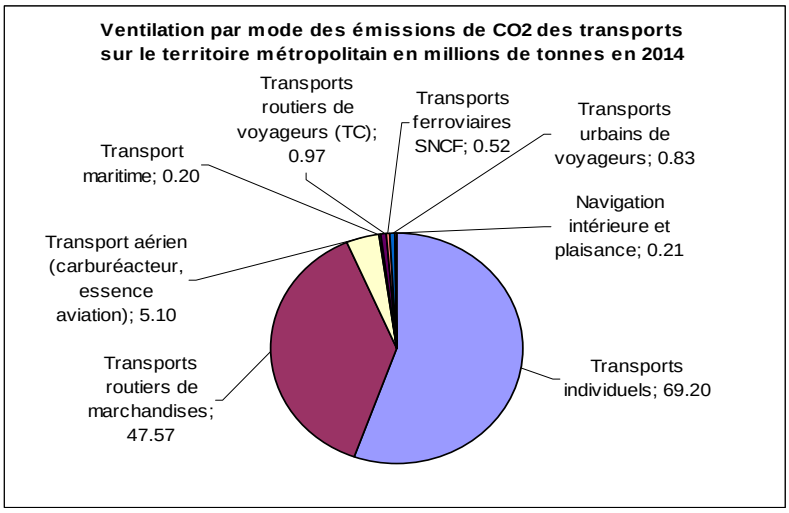
La mise en œuvre de la stratégie de développement de la mobilité propre s'accompagnera de la mise en place de lieux d'échanges avec les collectivités locales afin d'articuler les orientations nationales aux spécificités territoriales et aux choix locaux.

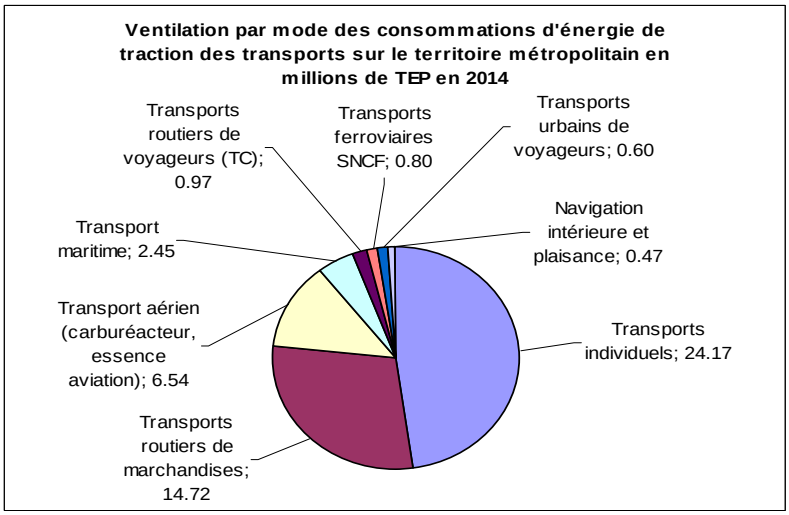
4. Eléments sur l'offre existante de mobilité propre

4.1. Eléments de cadrage

Les deux graphiques suivants montrent la répartition moyenne en France des consommations d'énergie et des émissions de CO2, par mode et de consommations énergétiques de traction des transports en 2014. Cependant, les taux d'occupation des véhicules et les consommations par veh.km variant selon la zone de circulation (vitesse, pente, etc.), les émissions de GES et l'efficacité énergétique par mode varient fortement selon la zone de circulation.

Figure 1 - Emissions de CO_2 et consommation d'énergie des transports





4.2. Transport de voyageurs

La croissance moyenne de la demande de transport de voyageurs, de 1.2 % par an entre 1994 et 2008, est portée par une augmentation de la population et de la mobilité des ménages (augmentation de 15 % de l'intensité moyenne de la mobilité longue distance entre 1994 et 2008), avec un ralentissement depuis le début des années 2000. Les parts modales du transport de voyageurs sont relativement stables depuis les années 90 avec 83 % des v.km en véhicules particuliers, 5 % en autobus, autocar et tramway, 10 % en transports ferrés et 2% en transport aérien en 2014.

Depuis le début des années 2000, la mobilité en voiture baisse dans les grandes agglomérations, tandis que la circulation automobile plafonne à l'échelle nationale. Ce phénomène est lié, sur le long terme, à la diffusion de l'automobile, observé par le taux de motorisation des ménages, qui se rapproche de la saturation, et sur le moyen terme, au contexte économique, qui joue principalement sur l'usage de la voiture, avec les variations de prix du carburant et la volonté des ménages de maîtriser leurs budgets-temps de transport, dans un contexte d'allongement des déplacements vers le travail et de dégradation des vitesses de déplacements. Cependant, ces phénomènes de saturation sont plus ou moins avancés selon les territoires, et globalement moins avancés dans les zones rurales. L'offre de transport en commun en interurbain s'est diversifiée au cours des dernières années avec notamment une forte augmentation de l'offre d'autocars interurbains ainsi qu'avec le développement de l'offre de transport aérien à bas coût.

La mobilité locale représente 98,7 % des déplacements des Français mais seulement 59,6 % des voyageurs-km. L'intensité des déplacements locaux de voyageurs est stable (environ 3,15 déplacements quotidiens par personne) tandis que les distances parcourues augmentent (augmentation de 10 % entre 1994 et 2008), avec des variations selon le type de zones. Les parts modales des déplacements locaux sont relativement stables avec 8 % pour les TCU, 65 % pour la voiture, 2 % pour les deux roues motorisées, 22 % pour la marche et 3 % pour le vélo en moyenne. 38 systèmes de vélos en libre service existent en France en 2014, et sont accessibles à environ 15 % de la population.

En moyenne, les émissions de CO_2 par véhicule kilomètre pour les voitures particulières diminuent de façon quasi-linéaire depuis 1990 avec un taux de décroissance annuel moyen de 1 % environ par an pour l'ensemble du parc roulant depuis 1990 et 2 % par an pour les émissions des voitures neuves. Les véhicules utilisant des carburants alternatifs constituent une part croissante du parc des VL mais leur utilisation reste en 2014 négligeable par rapport au reste du parc. Ils représentent moins de 1 % du parc roulant VL. Les émissions de polluants atmosphériques diminuent également de façon importante depuis 1990.

Le taux d'occupation des voitures varie avec la distance de déplacement, il est de 1,22 pour les trajets inférieurs à 20 km, qui représentent 82 % des déplacements, et est supérieur à 2 pour les déplacements de plus de 200 km. La tendance d'évolution du taux d'occupation des VP est variable selon les distances de déplacements mais le covoiturage peut participer à l'augmenter. Le covoiturage courte distance représente environ 3 à 3,5 trajets covoiturés par semaine avec des taux d'occupation de 2,6 personnes par véhicule. Le covoiturage longue distance représente 11 millions de voyages par an avec une distance de 320 km par voyage avec environ 0,9 covoitureurs par trajets proposés.

L'électromobilité se développe.

Tableau 1 – Nombre de véhicules électriques au 01/01/2016

	Nombre de véhicules au 1-1-16 (1)
Voitures particulières (VP) électriques	42 893
Véhicules utilitaires légers (VUL) électriques (2) (3)	25 376
Poids lourds (PL) électriques	96
Bus électriques	354
Deux-roues électriques (4)	7 372
Véhicules hybrides rechargeables (VHR) – VP	9 230
VUL VHR	33
PL VHR	5
Bus VHR	101
Deux roues VHR	environ 90

(1) Ces données de parc sont estimées par l'application d'un seuil d'âge (ex : <= 15 ans pour les voitures, 20 ans pour les utilitaires légers). Le données de motos correspondent au véhicules <= 15 ans en prennent en compte

les tricycles et quadricycles.
(2) Electrique : correspond aux véhicules 100 % électriques
(3) Véhicule utilitaires légers correspondent aux camionnettes + véhicules automoteurs spécialisés légers
(4) Les électriques sont majoritairement des quadricycles (QM) qui peuvent correspondre à de petits utilitaires.
(Source : SOeS)

Ainsi, au 31 décembre 2015, un peu plus de 68 000 véhicules électriques légers ont été immatriculés en France depuis 2010 (près de 43 000 véhicules particuliers, un peu plus de 25 000 véhicules utilitaires légers). Au 31 décembre 2015, on compte 10 813 points de recharge normale ouverts au public et 468 points de recharge rapide[2]. Le vélo à assistance électrique (VAE) connaît une croissance exponentielle depuis une dizaine d'années et représente un marché de 70 millions d'euros, avec près de 80 000 VAE vendus en 2013.

En ce qui concerne les autres carburants alternatifs à l'essence et au diesel, le parc de véhicules de transport routiers en France roulant au GNV comprenait au 31 décembre 2015 :

Tableau 2 – Nombre de véhicules GNV au 31/12/2015

Véhicules particuliers	2 549 =Bicarburation essence-gaz naturel + gaz naturel soit 2190 + 359
Véhicules utilitaires légers	7 114 =Bicarburation essence-gaz naturel + gaz naturel soit 5896 + 1218
Poids lourds	364 =Bicarburation essence-gaz naturel + gaz naturel soit 2 + 362
Bus	2 172 =Bicarburation essence-gaz naturel + gaz naturel soit 13 + 2159

(source : SOeS)

En 2014, 260 000 automobilistes roulent au GPL en France. Le GNV et le GPL présentent également des avantages environnementaux comparés aux carburants traditionnels que sont l'essence et le diesel.

4.3. Transport de marchandises

Entre 1990 et 2014, le transport terrestre de marchandises en France a augmenté de près de 30 % en t.km. Cette hausse de l'activité de transport s'est traduite par une hausse, moins rapide, de l'énergie consommée : entre 1990 et 2014, la consommation énergétique du transport intérieur terrestre de marchandises n'a augmenté que d'un peu plus de 20 %.

Le mode routier s'impose de plus en plus fortement et représente 88 % du transport intérieur terrestre de marchandises. Sa part modale a gagné 11 % depuis 1990. Dans le même temps, la part modale du transport ferroviaire de marchandises a été divisée par deux, et s'établit à un peu moins de 10 % en 2014. Le mode fluvial est stable, mais ne représente en 2014 qu'un peu plus de 2 % du transport intérieur terrestre de marchandises.

Le transport routier de marchandises est devenu, au fil du temps, de plus en plus performant en matière énergétique et environnementale, en lien avec la modernisation des véhicules et l'optimisation des organisations de transport. Mais son développement reste un facteur d'augmentation des émissions de GES et de polluants. Si le transport intérieur routier de marchandises est en forte augmentation, la part du pavillon français se fragilise, en particulier sur les trajets de longue distance : elle passe de 81 % en 1990 à 63 % en 2014. La performance environnementale du transport intérieur routier de marchandises devient donc, de plus en plus, un enjeu européen.

Grâce au renforcement progressif des normes Euro, les émissions de polluants atmosphériques du transport routier de marchandises ont fortement diminué (les émissions de NOX ou de PM10 des poids lourds ont été quasiment divisées par deux durant les dix dernières années). En 2014, la majorité du transport routier de marchandises était réalisée par des véhicules de la norme Euro 5. Le taux de retour à vide reste stable depuis les années 1990. L'externalisation progressive de la fonction transport a favorisé l'augmentation du transport pour compte d'autrui, plus performant que le transport pour compte propre, avec des taux de retour à vide égaux respectivement à 20 % et 35 %. Des

[2] Un point de recharge peut également être caractérisé par ses spécificités techniques, et notamment la puissance maximale à laquelle le transfert d'électricité peut se faire du point de recharge vers le véhicule électrique. Pour le présent document, deux types de point de recharge ont été retenus :
- point de recharge normale : puissance inférieure ou égale à 22 kW (kilowatt)
- point de recharge rapide : puissance supérieure à 22 kW (kilowatt)

initiatives portent leur fruit : ainsi, la démarche « Charte Objectif CO_2 : les transporteurs s'engagent », qui rassemble en 2015 plus de 1 200 entreprises, a permis d'économiser l'émission d'un million de tonnes de CO_2.

En matière de carburants alternatifs, les professionnels mettent l'accent sur le GNV. On comptait en France, fin mars 2015, 267 poids lourds roulant au GNV, ainsi que 1 000 bennes à ordures ménagères. Renault Trucks propose des modèles GNV et le constructeur étranger Iveco, très actif, a implanté son usine de moteurs gaz naturel en France. En 2015, la France compte environ 245 stations privées, 40 stations multi-acteurs (ouvertes au public sur présentation d'une carte), et 2 stations entièrement publiques. Plusieurs projets d'implantation de nouvelles stations sont en cours.

Les modes massifiés, fluvial et ferroviaire, représentent une part minoritaire du transport intérieur de marchandises en France. Ils répondent néanmoins à des logiques commerciales et ont, chacun, des domaines de pertinences spécifiques qu'il s'agit d'identifier, de conserver et de renforcer. Le fret ferroviaire est constitué principalement de matières premières, de produits manufacturés et de produits agricoles. 20 % du fret ferroviaire est transporté sur le réseau capillaire. Le transport fluvial est fortement utilisé pour du transport de vrac, et la majorité du trafic se fait sur la Seine. Avec l'amélioration du transport routier, les performances énergétiques (en moyenne à la t.km transportée) des modes ferroviaire et fluvial ne sont toutefois plus très éloignées de celles du mode routier.

Le développement des modes massifiés passe par une amélioration des liaisons intermodales, au sein des ports ou des plateformes embranchées fer et/ou fleuve. La France est dotée de 7 grands ports maritimes, de 2 ports autonomes fluviaux, et de plus de trente ports métropolitains. Leur trafic est assez stable, mais la répartition du trafic est inégale, et les ports de Marseille et du Havre en accueillent l'essentiel. Le vrac, solide ou liquide représente plus de 60 % des tonnages reçus. Si plus de 57 millions de m² d'entrepôts sont installés en France (donnée pour l'année 2010), seulement 26 % de cette surface est raccordée à un mode non routier.

Encadré : état des lieux de la distribution du gaz naturel véhicules

A ce jour, avec près de 2 500 bus et 1 300 camions au GNV (collecte d'ordures ménagères et transport routier de marchandises), la France est le premier pays Européen en matière de développement du GNV dans les Poids Lourds. En France, le développement du GNV a démarré en 1997 avec les bus et les bennes à ordures ménagères (BOM). A titre d'exemples, 80 % des BOM de la ville de Paris fonctionnent au GNV, 100 % des bus de Nancy et Lille fonctionnent au GNV et la RATP devrait commander 900 bus au GNV d'ici à 2025.

Sur le territoire national, les stations GNV sont en grande majorité privées : 245 stations privées et 40 stations multi-acteurs ayant ouvert un accès public (par carte). Seules 2 stations sont spécifiquement publiques (dans des supermarchés). Les stations peuvent être à remplissage rapide, pour les camions ou VL, ou à remplissage lent, pour les bus de collectivités dont les réservoirs se remplissent durant la nuit.

Le paysage français des stations de distribution de carburant évolue. A titre d'illustration :

- Gas Natural Fenosa a ouvert en septembre 2014 à Castets (Landes) une station de distribution de GNC et GNL destinée à l'approvisionnement de poids lourds Iveco, appartenant à l'entreprise de transport Mendy, effectuant des longues distances pour le compte d'Intermarché (10 camions en 2014 et 40 camions en 2017), avec une capacité de 100 camions par jour. Gas Natural Fenosa dispose en Espagne de 22 stations distribuant du gaz naturel, dont 16 GNC/GNL.
- Easydis, filiale logistique de Casino, et les Transports Jacky Perrenot ont développé un concept similaire dans l'Isère avec 10 camions grands routiers Iveco GNL. L'approvisionnement se fait par une citerne amovible de 6 tonnes.
- Auchan a annoncé en septembre 2015 son intention d'alimenter en GNL ses camions de livraison de ses plates-formes logistiques du Sud et de la région Ile de France.
- Une nouvelle station GNL-GNC devrait être implantée prochainement sur le site Sogaris du MIN de Rungis.

Une station peut être soit raccordée au réseau de distribution ou de transport de gaz (auquel cas elle délivre généralement du GNC), soit non raccordée au réseau mais alimentée en GNL par camion (auquel cas elle délivre du GNL et du GNC, qui provient de la gazéification du GNL). En Île-de-France, 85 % des stations de distribution de carburant se situent à moins de 35 mètres du réseau.

5. Contexte et enjeux de développement de la mobilité propre

5.1. Contexte

Les systèmes de transports doivent permettre de satisfaire les besoins diversifiés de mobilité des personnes et des biens à un coût abordable, en toute sécurité, en réduisant les nuisances environnementales directes et indirectes et les prélèvements de ressources, et en tenant compte des enjeux du changement climatique. Les transports participent à la création de valeur et d'emploi et à la compétitivité des territoires : le bon fonctionnement des systèmes de transport, leur fiabilité et leur résilience face aux risques, constituent un facteur essentiel, non seulement pour la compétitivité de l'économie, mais aussi pour la solidarité entre les personnes et entre les territoires. En particulier, le fonctionnement des villes et leurs relations avec les territoires sont intimement liés à la qualité des transports, tant pour la mobilité des personnes et des marchandises, que pour la qualité de vie.

Le secteur des transports représente un poids considérable dans l'économie (18 % du PIB pour la dépense totale de transport et plus de 1,3 millions d'emplois) et son bon fonctionnement est indispensable à celui des autres secteurs : logistique des secteurs industriels ou agricole, accessibilité des emplois aux secteurs économiques... Mais les transports génèrent aussi des nuisances, comme la pollution, le bruit, la consommation des espaces et des ressources non renouvelables. Ainsi, les transports représentent-ils 27 % des émissions de gaz à effet de serre, 35 % de la consommation d'énergie en France, 60 % des émissions d'oxydes d'azote (dont 56 % par le transport routier), 17 % des émissions de particules (PM10) (dont 85 % par le transport routier), cette part pouvant être dans certains cas nettement plus importante à l'échelle d'une agglomération.

Parmi les tendances susceptibles de marquer l'avenir, on peut anticiper notamment la hausse des prix du transport sur le long terme, l'apparition de nouveaux métiers et la disparition de métiers actuels, avec la nécessité d'anticiper ces changements par la formation, le déploiement de l'économie du partage mais aussi la désintermédiation de pans entiers de l'activité des transports, de l'économie de l'usage, la généralisation de nouveaux processus d'innovation ou de gouvernance par des méthodes collaboratives, la croissance (au moins sur le moyen terme) de la sensibilité des personnes aux conséquences de leurs choix vis-à-vis des enjeux du développement durable, l'évolution continue de la mondialisation avec ses délocalisations/relocalisations l'impact d'innovations de rupture comme les véhicules autonomes ou les données massives.

Le caractère systémique des transports et de la mobilité est de plus en plus marqué et connecté entre les transports locaux et les échanges mondiaux.

Le secteur des transports fait également système avec l'aménagement du territoire. Offre et demande de transport s'influencent mutuellement : la mobilité interagit avec l'aménagement du territoire et l'occupation des sols, les activités économiques et les modes de vie, tout particulièrement en ville, mais également dans les liens entre les villes et les territoires. Les choix en matière de transport et de mobilité sont donc indissociables des politiques économiques et industrielles ainsi que d'aménagement du territoire et d'urbanisme.

En matière de logistique, la connexion du pays aux grandes routes du commerce mondial est un objectif stratégique visant à garantir la place de la France au plan international. L'aménagement des grands ports maritimes et fluviaux pour recevoir bateaux et navires de dernière génération, la connexion de ces ports à un hinterland le plus vaste possible par des transports par fer ou par fleuve, sont des objectifs primordiaux qui doivent se décliner sur des chaînes logistiques les plus économes en carburants fossiles.

5.2. Enjeux et points d'attention

La France se caractérise par des formes urbaines propices au développement de transports massifiés et à l'optimisation de l'utilisation des réseaux. Ces formes urbaines denses présentent, en contrepartie, des enjeux particulièrement aigus en matière de pollution de l'air et de santé. Cette situation héritée d'une histoire des politiques d'urbanisme et de transports, n'est cependant pas figée. La question foncière constitue une pression permanente à l'étalement urbain, difficilement réversible.

Dans ce contexte, le management de la demande de transport présente un intérêt croissant pour agir en amont sur la maîtrise des besoins de déplacements, en particulier les déplacements substituables, pour limiter l'étalement urbain en favorisant notamment la densité et le polycentrisme. La maîtrise de

la demande dans les espaces ruraux soulève des questions spécifiques. Les stratégies tarifaires ont un pouvoir d'influence certain : intégration tarifaire, zonage, tarifs familiaux, tarifs sociaux. Ce domaine nécessite une bonne coordination des politiques de transport, d'urbanisme, d'organisation du travail et des activités. Il s'inscrit également dans la logique du développement de l'économie circulaire, des relocalisations et des circuits courts pour le transport de marchandises.

Si le report modal vers les modes plus sobres en énergie et moins polluants reste un objectif central, il faut tenir compte de ce que le véhicule individuel restera indispensable pour nombres d'usages et parties du territoire, notamment dans les zones périurbaines et rurales. L'efficacité énergétique des véhicules est un donc enjeu crucial.

Les nouvelles mobilités prennent une importance croissante dans les chaines inter-modales de déplacements. Du point de vue de l'usager, le service de mobilité combine de plus en plus de modes. Cela nécessite de dépasser les logiques modales, de développer la complémentarité entre modes et de déployer de nouveaux services d'information et de communication proches des citoyens, des usagers et des acteurs économiques.

Optimiser l'utilisation des infrastructures existantes, comme le souligne le rapport de la commission Mobilité 21, prend une importance croissante dans un contexte de limitation des ressources, notamment budgétaires. Cela peut aussi bien passer par le renforcement des fréquences, l'amélioration des interconnections, que par la mise en place de politiques de gestion dynamique ou le partage efficace de la voirie. Dans ce contexte, la gestion de l'infrastructure doit concilier au mieux les utilisations des véhicules individuels et des transports collectifs, tout en favorisant le développement des véhicules propres et sobres. Les systèmes et technologies de gestion intelligente des réseaux, qui se développent rapidement, présentent un potentiel important d'optimisation de l'usage des infrastructures et de réduction de l'impact environnemental de leur exploitation.

L'innovation technologique, particulièrement rapide dans les transports peut modifier fondamentalement à la fois l'empreinte environnementale des transports et les comportements. Ceci appelle, incidemment, à une certaine prudence quant aux projections de mobilité. Le rôle fondamental de la recherche pour la transition énergétique doit être rappelé, qu'il s'agisse du transport aérien, maritime, fluvial, ferroviaire ou routier, dans la conception comme dans les usages.

5.3. Principes d'action

La transition énergétique constitue un axe structurant de l'action publique dans les transports, notamment au travers du cadre que constitue la LTECV. Il importe d'accompagner les acteurs pour la mise en œuvre de ce cadre.

L'action publique en faveur d'une mobilité et de systèmes de transport durables s'inscrit dans les engagements de la France dans la lutte contre le réchauffement climatique, la pollution atmosphérique et l'amélioration de l'efficacité énergétique. Elle participe aux objectifs de compétitivité de l'économie et des territoires, de santé, de solidarité, d'emploi et de pouvoir d'achat. L'action publique s'inscrit également dans un cadre fixé, selon le cas, par subsidiarité, au niveau européen et/ou au sein d'organisations internationales comme l'OMI ou l'OACI.

La LTECV fixe les grands objectifs de la transition énergétique et donne ainsi un horizon pour agir dès maintenant : réduction de 40 % des émissions de gaz à effet de serre en 2030 ; 32 % d'énergies renouvelables dans la consommation énergétique finale en 2030 ; diminuer la consommation d'énergie fossile de 30 % d'ici 2030 ; division par deux de la consommation énergétique finale en 2050.

L'action publique doit porter une attention particulière à l'efficacité (énergétique, environnementale, sociale, entrepreneuriale) des offres et des usages de transport, des infrastructures, des services et des véhicules. Des actions sont déjà engagées dans différents cadres sectoriels, car le recours à l'innovation technologique est important mais il ne suffit pas. Il apparaît justifié de porter l'accent sur les leviers dépassant les approches traditionnelles, par mode, par technologie, par type de déplacements (voyageurs / marchandises, longue distance / trajets du quotidien, urbain / rural). Ces offres doivent également mieux prendre en compte les enjeux d'accessibilité au regard de toutes les situations de handicap et des besoins des personnes aux différents âges de la vie.

5.4. Leviers d'actions prioritaires de la stratégie nationale bas carbone

La SNBC fixe l'objectif de diminuer de 29 % les GES à l'horizon du 3ème budget carbone (2024-2028) par rapport à 2013 et d'au moins deux tiers d'ici 2050.

Dans le secteur des transports, la SNBC identifie cinq leviers d'action dont la mise en œuvre permettrait d'atteindre les objectifs de la LTECV :

La maîtrise de la demande de mobilité par habitant et par unité de PIB, voire sa diminution

Pour atteindre un objectif de long terme de stabilisation de la mobilité et de l'intensité transport à leur niveau actuel, l'urbanisme et le développement de l'économie circulaire et des filières courtes (rapprochant la production et la consommation de biens) sont structurants. L'objectif de densité des villes dans les lois et politiques urbaines est ainsi une réponse particulièrement performante à cette question de la maîtrise de la mobilité : si les voyageurs se déplacent davantage en ville, ils le font beaucoup plus souvent en modes non mécanisés, et en transports collectifs, que les habitants des secteurs peu denses.

Les villes doivent ainsi être organisées pour accueillir les populations de tous types de ressources, développer des espaces publics et des services propices au développement de la marche, du vélo et des nouvelles mobilités actives ; les autorités organisatrices des transports doivent développer les modes collectifs et les motorisations non polluantes, et anticiper l'arrivée des véhicules autonomes.

Dans le même temps les agglomérations doivent planifier leur sol, et résister à l'étalement de leur urbanisation.

Le développement du télétravail (ainsi que d'autres mesures concrètes programmées notamment dans les plans de déplacement d'entreprises, dans le cadre du dialogue social) et de l'accès aux services à distance peut également contribuer à la stabilisation de la mobilité par habitant dès le court terme – même si l'on sait que l'intensification des moyens de télécommunication a toujours, sur le long terme dans l'histoire, généré des besoins accrus de contacts physiques. Les nouvelles technologies de télécommunication visuelle peuvent réduire les besoins ponctuels de déplacement.

Le taux de chargement des véhicules et plus généralement la meilleure utilisation des véhicules et des réseaux existants

Le potentiel principal est ici celui de l'espace libre dans les véhicules circulant. Le développement du co-voiturage, et des autres services de mobilité, est un facteur structurant en ce qui concerne les passagers. Les pratiques des chargeurs et des transporteurs peuvent concourir à améliorer le taux de remplissage dans le fret. La SNBC vise une hausse de l'ordre de 10 % du taux de chargement des poids lourds et des véhicules utilisés pour le transport de passagers entre 2013 et le 3eme budget carbone.

Les politiques d'optimisation des infrastructures existantes sont à développer, comme par exemple l'automatisation de lignes de métro existantes, le cadencement des circulations, la meilleure articulation des circulations ferroviaires pour optimiser les infrastructures dans les grandes agglomérations, l'optimisation de l'utilisation des infrastructures routières, notamment du réseau routier national, avec la mise en place de voies réservées pour les transports collectifs, le co-voiturage ou les véhicules propres. Ces principes permettent une densification de l'usage des infrastructures et une plus grande efficacité des réseaux de transports.

Enfin, la réduction de la vitesse de circulation sur les routes et autoroutes urbaines et interurbaines, quand elle reste dans certaines limites (90 km/h en zones périurbaines, 70 km/h en urbain très dense) participe de la baisse des consommations, de la pollution atmosphérique et plus généralement des nuisances des transports (bruit, insécurité routière).

L'efficacité énergétique des véhicules

Le standard de 2 litres aux 100 km ou son équivalent avec des carburants alternatifs, doit être un objectif pour la majorité des véhicules neufs à l'horizon 2030 au plus tard et pouvoir être généralisé à l'ensemble du parc avant l'horizon 2050. Une accélération des progrès d'efficacité énergétique des poids lourds semble aussi possible. L'échelon européen est le plus structurant pour piloter ces évolutions.

L'intensité carbone des carburants

La recherche et le développement sur les énergies décarbonées doivent permettre de débloquer certaines des solutions qui ne sont pas encore à un stade de développement permettant leur déploiement à grande échelle à l'horizon des premiers budgets carbone (exemples non exhaustifs : biocarburants élaborés à partir d'algues, augmentation de l'autonomie des batteries et de leur vitesse de charge, mobilité hydrogène, bioGNV ou méthanation d'hydrogène produit lors des pics de production des énergies renouvelables électriques intermittentes...).

A court et moyen termes, l'Etat encouragera la diversification du bouquet énergétique dans le secteur des transports, quel que soit le mode, à travers notamment la promotion de l'électromobilité, du GNV (comme solution de transition pour permettre le développement du bio-GNV) et du bio-GNV, des biocarburants, du GPL et du bio-GPL.

Le report modal

Il s'agit ici de développer les modes et solutions de transport dans leur domaine de pertinence environnementale, économique et climatique, en fonction des territoires desservis. En milieu urbain dense, les transports par mode doux (marche, vélo) et les transports collectifs doivent être privilégiés. Les différents services de transports collectifs devront être articulés sur des pôles permettant d'optimiser les déplacements de voyageurs et la dédication des infrastructures à des services clairement distingués : longue distance rapide, services de moyennes distances, cabotage…

Pour le transport massifié de fret de longue distance (plus de 500 km environ), mais aussi, pour toutes les liaisons pour lesquelles l'importance et les caractéristiques des flux permettent l'utilisation pertinente des moyens de transport massifié, la priorité doit aller au train et au fluvial dans le cadre d'un développement où leurs émissions de polluants sont maitrisées. Le transport fluvial peut ainsi être pertinent sur des distances de moins de 500 km, pour la desserte des industries ou des agglomérations. Le développement de ces modes de transport massifiés doit ainsi améliorer la compétitivité de l'offre de transport à destination de l'industrie. L'articulation intermodale renforcée, avec l'investissement et l'exploitation de plateformes communes à plusieurs acteurs de la logistique, est un des leviers structurants pour y parvenir. Il s'agit d'améliorer les services rendus, ce qui nécessitera l'augmentation des investissements dans des infrastructures alternatives à la route. La qualité et la disponibilité des sillons ferroviaires pour le fret devront faire l'objet d'un suivi au plan national et de principes de tarifications vertueux. De manière générale, il faudra optimiser l'utilisation des infrastructures de transport existantes et orienter les investissements d'infrastructures au profit, notamment, de celles qui portent la transition énergétique, le report vers les modes de déplacements les moins polluants, et la préservation des continuités écologiques, y compris sur les longues distances nationales

6. Scénarios

6.1. Trajectoire d'émission de GES prévue par la SNBC pour le secteur des transports

La SNBC s'appuie sur un scénario de référence, conçu sous l'égide d'un comité de pilotage rassemblant des experts ministériels et sectoriels.

Ce scénario illustre l'ampleur des efforts à accomplir ainsi que les transformations et co-bénéfices attendus. Il n'est pas normatif et constitue avant tout une référence pour aider à se situer. En effet, l'analyse comparative coût-efficacité des mesures, entre les secteurs, comme au sein d'un même secteur, ainsi que la prise en compte des questions d'équité, de compétitivité et d'acceptabilité, qui seraient utiles pour affiner et prioriser ces mesures, doivent être poursuivies et approfondies, notamment dans le cadre des planifications ou programmations sectorielles ou territoriales. Les chiffres et mesures sectorielles indiqués ci-après ont donc vocation à être précisés et modifiés autant qu'il sera nécessaire, dans le cadre des politiques sectorielles et territoriales, et dans le respect du cap général qui est fixé par les budgets carbone et les orientations de long terme.

Ce scénario donne les trajectoires de réduction des émissions de GES indiquées dans les tableaux suivants, qui donnent l'évolution par secteur depuis 1990 en émissions de GES.

Les pourcentages présentés correspondent à l'évolution en pourcentage des émissions de GES de l'année de la période considérée (en moyenne) par rapport aux émissions de 1990. Le périmètre des gaz comprend les GES issus de l'énergie ainsi que les gaz fluorés (climatisation des véhicules).

Figure 2 - Evolution des émissions de gaz à effet de serre par secteurs et répartition indicative dans le cadre des budgets carbone (en Mt de CO_2eq)

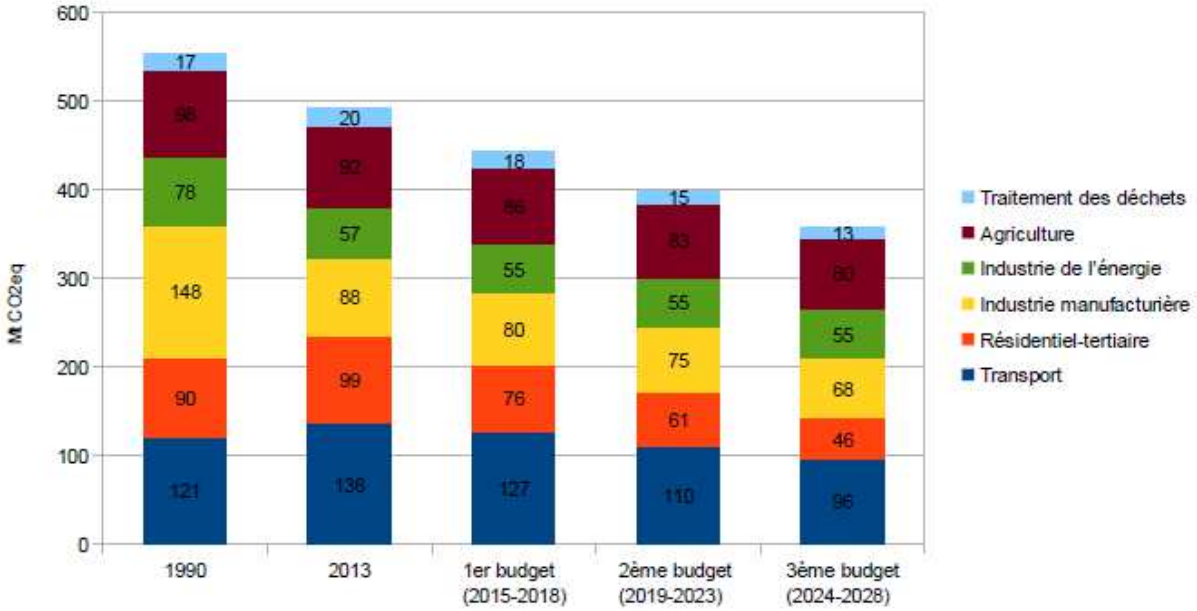


Tableau 3 - Evolution des émissions de gaz à effet de serre par secteur (en %)

	1990-2013	1er budget 2015-2018	2ème budget 2019-2023	3ème budget 2024-2028
Transport	12 %	4 %	-10 %	-21 %
Résidentiel-tertiaire	10 %	-15 %	-32 %	-49 %
Industrie manufacturière	-40 %	-46 %	-49 %	-54 %
Industrie de l'énergie	-27 %	-30 %	-30 %	-30 %
Agriculture	-6 %	-12 %	-15 %	-18 %
Traitement des déchets	14 %	2 %	-11 %	-24 %
Total	-11 %	-20 %	-28 %	-35 %

Evolution par secteur par rapport au tendanciel :

Les pourcentages présentés correspondent à l'évolution en pourcentage des émissions de GES de l'année de la période considérée (en moyenne) par rapport aux émissions de la même année du scénario AME (« avec mesures existantes ») qui est le scénario de prolongation des tendances actuelles. Les chiffres entre parenthèses correspondent à l'évolution de la consommation énergétique.

Tableau 4 - Evolution des émissions de gaz à effet de serre par secteur

(par rapport au tendanciel) en %

GES (et énergie)	1er budget 2015-2018	2nd budget 2019-2023	3ème budget 2024-2028
Transport	-7 % (-5%)	-18 % (-12%)	-27 % (-18%)
Résidentiel-tertiaire	-8 % (-4%)	-20 % (-10%)	-34 % (-17%)
Industrie manufacturière	-4 % (-5%)	-8 % (-8%)	-16 % (-13%)
Industrie de l'énergie	-14 %	-19 %	-28 %
Agriculture	-5 %	-8 %	-11 %
Traitement des déchets	-8 %	-14 %	-21 %
Total	-7 %	-15 %	-23 %

Les hypothèses permettant d'atteindre ces résultats constituent les objectifs qui sont repris dans les chapitres ci-dessous.

6.2. Scénarios de consommation d'énergie et de carburants alternatifs dans le secteur des transports terrestres

La PPE constituera un document d'orientations stratégiques, qui fixera les priorités d'actions des pouvoirs publics dans le domaine de l'énergie afin d'atteindre les objectifs de la LTECV. Elle doit être compatible avec la SNBC.

La PPE couvre deux périodes successives de cinq ans, sauf celle en cours d'élaboration qui couvre deux périodes successives de, respectivement, trois et cinq ans, ce qui conduit à fixer des objectifs pour 2023.

L'article 176 de la loi du 17 août 2015 relative à la LTECV dispose que la PPE « *se fonde sur des scénarios de besoins énergétiques associés aux activités consommatrices d'énergie, reposant sur différentes hypothèses d'évolution de la démographie, de la situation économique, de la balance commerciale et d'efficacité énergétique* ».

Les travaux menés actuellement conduisent à retenir deux scénarios contrastés d'évolution des besoins énergétiques, un scénario de référence d'évolution des besoins énergétiques et une variante au regard des critères suivants :

- les incertitudes techniques et économiques ;
- les exigences de sécurité d'approvisionnement, et en particulier d'équilibre instantané entre l'offre et la demande d'électricité ;
- les objectifs fixés aux horizons 2020 et 2030 ;
- les impacts environnementaux.

Dans un contexte d'incertitude forte sur les projections macroéconomiques, deux hypothèses de croissance économique ont été envisagées :

- une première fondée sur les recommandations de la Commission européenne concernant la France ;
- une seconde qui envisage un taux de croissance plus élevé. Ce taux de croissance plus élevé pourrait avoir plusieurs origines, une croissance plus forte de la productivité de l'économie française appuyée sur une stratégie d'investissement et d'innovation, une croissance de la population active plus forte, un contexte réglementaire et fiscal qui facilite l'éclosion de nouvelles activités, en particulier dans le domaine environnemental ou dans l'articulation industrie/services visant à répondre aux besoins des consommateurs, etc[3].

[3] Conseil d'analyse économique, *Redresser la croissance potentielle de la France*, n°16, 2014.

Ainsi, dans le cadre de la seconde hypothèse, on considère des taux plus élevés de croissance de l'ordre de 25 % supérieurs par rapport à la première hypothèse (par exemple 2 % de croissance par an entre 2016 et 2020 contre 1,6 % pour la première hypothèse).

Concernant le prix des énergies, deux hypothèses sont envisagées, la première fondée sur les dernières données communiquées par la Commission dans le cadre de la réactualisation de son « scénario de référence de l'UE à 2050 », menée conjointement par les DG ENER, CLIMA et MOVE. La seconde hypothèse considère que les cours des énergies au niveau international progressent plus faiblement pour atteindre, par rapport à la première hypothèse, -20 % en 2030 pour le pétrole, le charbon et le gaz par rapport à 2010 ce qui devrait aboutir à une plus forte consommation énergétique notamment des énergies fossiles.

Tableau 5 - Prix internationaux des énergies fossiles (en euro 2013 par baril équivalent pétrole)

	2010	2015	2018	2020	2023
Pétrole					
Scénario de référence	*60*	*50*	*63*	*74*	*78*
Variante	*60*	*50*	*54*	*56*	*61*
Charbon					
Scénario de référence	*16*	*12*	*13*	*14*	*15*
Variante	*16*	*12*	*13*	*13*	*14*
Gaz					
Scénario de référence	*37,8*	*38*	*41*	*44*	*47*
Variante	*37,8*	*38*	*39*	*40*	*41*

S'agissant des hypothèses démographiques, dans le scénario de référence, sont reprises les projections pour la France issues de l'INSEE (INSEE, projections de population à l'horizon 2060, Insee première n°1320, octobre 2010). Dans la variante, on reprend la variante fécondité haute des projections de l'INSEE.

Deux séries d'hypothèses en matière d'efficacité énergétique ont été retenues :

- le scénario de référence est cohérent avec celui retenu dans le cadre du scénario de référence de la SNBC (Scénarios prospectifs Energie – Climat – Air pour la France à l'horizon 2035 Rapport final - Synthèse des résultats septembre 2015). Ce scénario prend en compte la mise en œuvre effective de toutes les mesures d'efficacité énergétique identifiées, dont en particulier les mesures définies dans la loi relative à la transition énergétique, mais également des actions complémentaires qui seraient nécessaires pour l'atteinte des objectifs prévus par la loi. A ce titre, ce scénario intègre par exemple l'atteinte de l'objectif de réduction de 40% des émissions de GES en 2030 par rapport à 1990 ;
- la variante correspond strictement à la mise en œuvre des mesures d'efficacité énergétique décidées à ce jour, dont en particulier les mesures définies par la loi de transition énergétique pour la croissance verte.

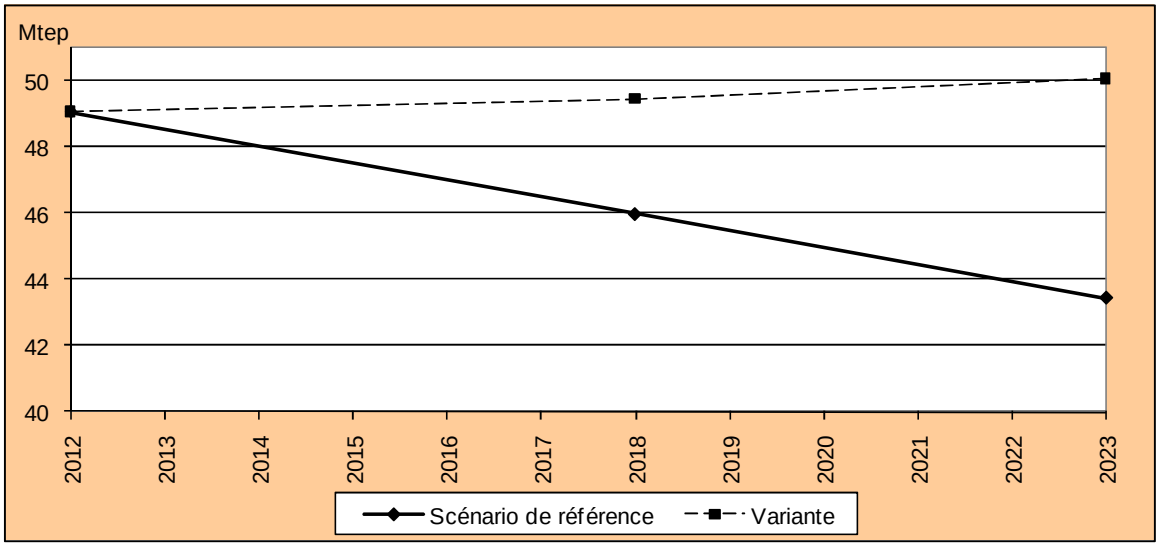
Sont présentés ci-après les principales caractéristiques communes et distinctions entre les deux scénarios d'efficacité énergétique.
Il convient de noter que de nombreuses hypothèses ont été fixées dans le cadre des travaux de modélisation relatifs à la stratégie nationale bas-carbone, ce qui explique l'affichage de données différentes des annonces ou décisions qui ont pu intervenir depuis lors.

Tableau 6 – description des deux scénarios d'efficacité énergétique

	Scénario de référence	Variante
Performance des véhicules	- Véhicules particuliers : En 2030, la moyenne de la consommation unitaire des véhicules neufs est de 2 litres / 100 km (ce qui correspond à environ 50 g CO_2/ km). - Poids lourds : Prise en compte de la préparation d'un règlement européen visant à imposer aux constructeurs de poids lourds des niveaux d'émission maximum par kilomètre.	- Bonus-malus : Enveloppe du malus maintenue constante jusqu'en 2035 (les seuils du malus sont ajustés en conséquence). Introduction du super bonus Transition Energétique (pour VE et VHR)
Mix énergétique	- Parc de véhicules particuliers : +20 % de VE et VHR par rapport à l'hypothèse d'efficacité énergétique n°2 en 2030. L'essor de l'autopartage (AutoLib') contribue à cette évolution - Déploiement des véhicules au gaz - Transport maritime : électrification à quai des navires généralisée en 2030 - Exigence pour les parcs publics de plus de 20 véhicules (<3,5 T) lors du renouvellement : au minimum 50 % (Etat et établissements publics) et au minimum 20 % (collectivités et leurs groupements) de véhicules propres	- Exigence pour les parcs publics de plus de 20 véhicules (<3,5 T) lors du renouvellement : au minimum 50 % (Etat et établissements publics) et au minimum 20 % (collectivités et leurs groupements) de véhicules propres)
Trafics et parts modales	Développement des Lignes ferroviaires à Grande Vitesse (LGV) et des transports collectifs en site propres (TCSP) : Transports publics construits entre 2015 et 2030 : métro : 30 km, tram : 670 km, bus à haut niveau de service (BHNS) : 1100 km	Développement des Lignes ferroviaires à Grande Vitesse (LGV) et des transports collectifs en site propres (TCSP) : Transports publics urbains construits entre 2015 et 2030 : métro : 16 km, tram : 380 km, bus à haut niveau de service (BHNS) : 620 km
	Prise en compte du projet de Grand Paris	
	- Développement du télétravail - Lutte contre l'étalement urbain - Libéralisation du secteur des autocars - Prêts à 2 % de la Caisse des Dépôts pour les transports propres - Augmentation du taux d'occupation des VP sous l'effet de l'essor du covoiturage, du télétravail et des plans de déplacements d'entreprises (généralisés pour les entreprises de plus de 1000 salariés). - Développement des modes doux (plan vélo, plan mobilité active, indemnité kilométrique) - Réduction de la vitesse maximale sur autoroute et route nationale. - Eco-conduite - Augmentation du fret ferroviaire et fluvial pour le fret marchandise	- Développement du télétravail - Lutte contre l'étalement urbain - Libéralisation du secteur des autocars - Prêts à 2 % de la Caisse des Dépôts pour les transports propres
		- Augmentation du taux de remplissage des PL pour le fret sur route en lien avec l'obligation « chargeurs » pour la grande distribution

Il résulte les évolutions suivantes en matière de consommation d'énergie du secteur des transports en fonction des facteurs précédemment cités et selon un scénario de référence et une variante (graphique ci-après).

Figure 3 - Evolution de la consommation finale d'énergie dans les transports (en Mtep)



La prolongation des tendances observées entre 2002 et 2014 conduirait à un niveau de consommation totale du secteur des transports de l'ordre d'un peu moins de 48 millions de TEP (47,9Mtep).

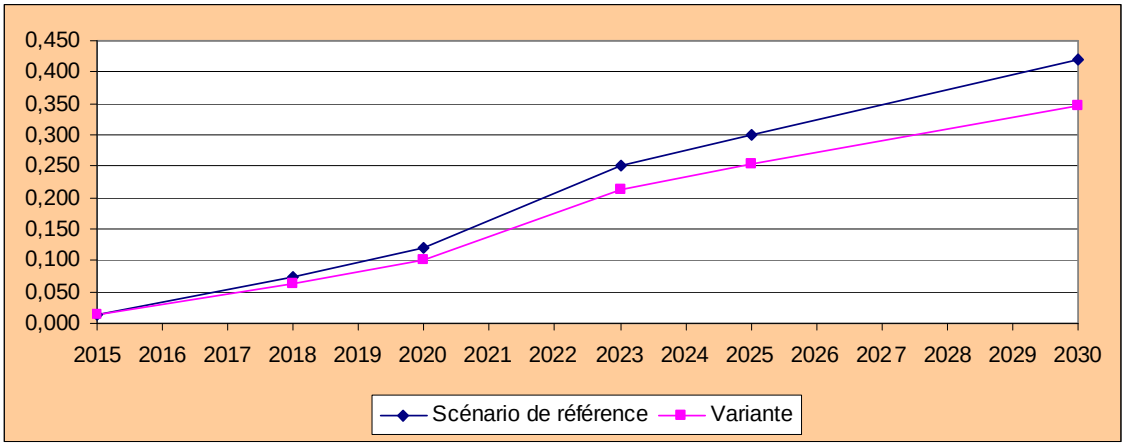
La variante ne permet pas d'atteindre les objectifs plus généraux de réduction de la consommation finale d'énergie et de consommation primaire d'énergies fossiles à 2030, respectivement de 20 % par rapport au niveau de 2012 et de 30 % par rapport au niveau de 2012. Un tel scénario nécessiterait des mesures complémentaires.

Dans le cadre du développement de la mobilité propre, l'objectif est notamment d'anticiper les évolutions en matière de carburants alternatifs, notamment au regard de l'objectif de réduction de 30 % de la consommation primaire d'énergies fossiles à l'horizon 2030 par rapport à 2012. A cet effet, on distingue l'évolution de la consommation électrique des transports routiers de celle au gaz.

Consommation électrique des transports routiers

La consommation électrique des transports routiers résulte de la consommation des véhicules particuliers et des bus. Le graphique suivant donne l'évolution de la consommation totale selon les deux scénarios en se calant sur la durée de la programmation pluriannuelle de l'énergie. Les consommations de chaque catégorie sont par la suite retracées.

Figure 4 - Evolution de la consommation électrique pour les transports routiers (en Mtep)



- ***L'évolution de la consommation électrique des voitures particulières***

Le graphique suivant présente la consommation énergétique du parc des véhicules particuliers électriques et hybrides rechargeables selon les deux scénarios retenus. La catégorie « véhicules particuliers » regroupe deux types de véhicules : les véhicules particuliers (VP) au sens strict ainsi que les véhicules utilitaires légers (VUL) de moins de 1 tonne de charge utile.

Figure 5 - Consommation des véhicules particuliers électriques et hybrides rechargeables (Mtep)

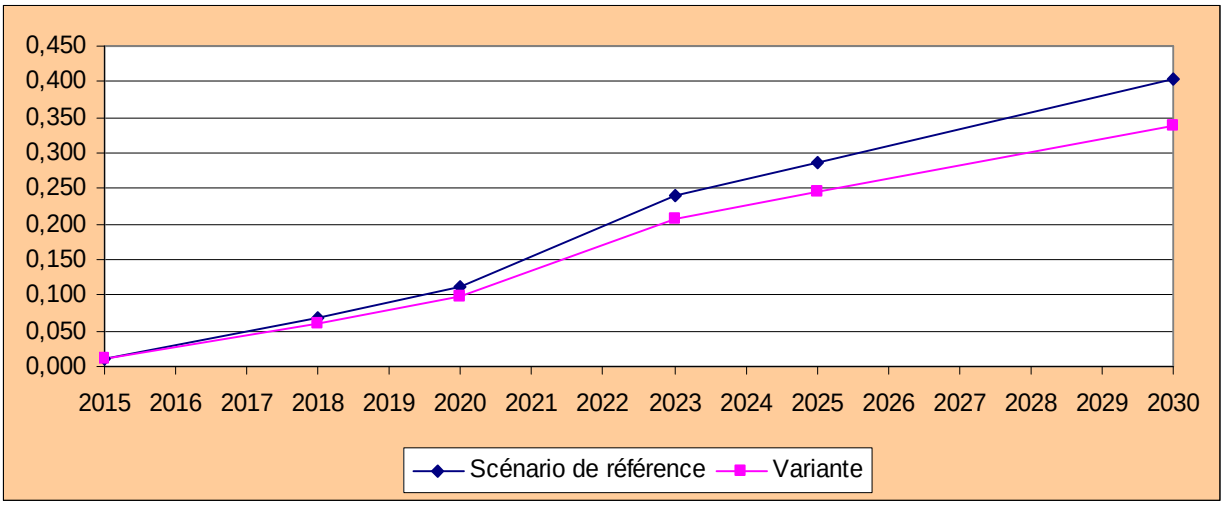


Tableau 7 - Evolution du parc de véhicules particuliers électriques et des véhicules hybrides rechargeables

	2015	2018	2020	2023	2025	2030
Scénario de référence						
électrique	68 269	359 256	559 395	1 086 904	1 340 000	1 885 000
hybride rechargeable	9 263	181 732	401 927	1 321 963	1 712 000	2 525 000
Variante						
électrique	68 269	335 480	512 923	969 682	1 157 000	1 570 000
hybride rechargeable	9 263	170 327	370 247	1 186 601	1 481 000	2 111 000

Pour les véhicules hybrides rechargeables, la consommation unitaire moyenne correspond au mode électrique. 30 % du kilométrage est réalisé en mode électrique. Dans le scénario de référence, il est considéré que le parc se développe plus que dans la variante, les performances sont plus élevées et que la moyenne de km parcourus est plus élevée pour la partie véhicules électriques.

- ***L'évolution de la consommation des bus électriques***

Cette évolution tient compte notamment de l'objectif de la RATP de convertir son parc de bus[4]. Le parc considéré de bus électriques serait de 5000 en 2030 dans le scénario de référence. La progression est moindre dans la variante avec un parc de 2500 en 2030.

Tableau 8 – Evolution de la consommation des bus électriques

Scénario de référence	2015	2018	2020	2023
Parc	500	1400	2000	2900
Consommation unitaire (kWh/100 km)	100,0	100,0	100,0	100,0
Km parcourus	40 000	40 000	40 000	40 000
Consommation totale en Mtep	0,002	0,005	0,007	0,010

[4] Dans son plan « Bus2025 », la RATP prévoit qu'elle disposera d'un parc 100 % vert : les 4 500 bus qui constituent sa flotte seront à 80 % électriques et à 20 % au biogaz en 2025 (50 % du parc aura été renouvelé en 2020).

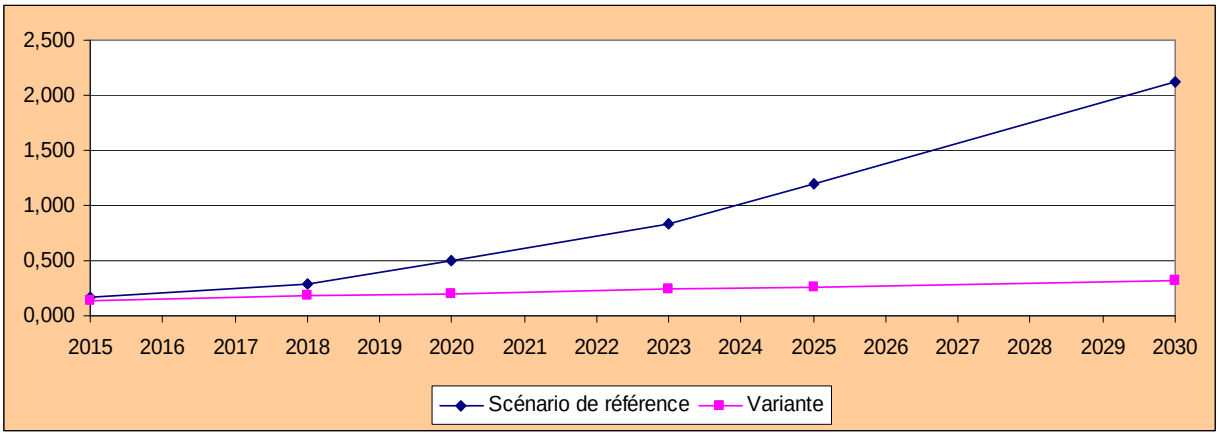
Consommation totale des véhicules fonctionnant au gaz

La consommation de gaz résulte de quatre catégories de véhicules :

- les voitures particulières roulant au GPL ;
- les voitures particulières roulant au GNV ;
- les véhicules utilitaires légers roulant au GNV ;
- les camions roulant au GNV ;
- les bus roulant au GNV.

A l'instar de la consommation totale d'électricité, le graphique ci-après retrace l'évolution de la consommation totale puis des différentes catégories selon les scénarios retenus.

Figure 6 - Evolution de la consommation de gaz pour les transports routiers (en Mtep)



- *L'évolution de la consommation des véhicules particuliers roulant au GPL*

L'évolution de la consommation tient compte des hypothèses envisagées lors des travaux d'élaboration de la SNBC en termes de parc, les facteurs macroéconomiques comme la croissance économique ou bien encore l'évolution des prix des énergies pouvant également influer sur les évolutions en termes de pénétration du parc, des kilomètres parcourus.

Tableau 9 - Evolution de la consommation des véhicules particuliers roulant au GPL (en Mtep)

	2018	2020	2023	2025	2030
Scénario de référence	0,107	0,113	0,108	0,104	0,091
Variante	0,120	0,128	0,131	0,133	0,135

L'évolution du parc de véhicules particuliers roulant au GPL est la même dans les deux scénarios.

Tableau 10 - Evolution du parc des véhicules particuliers roulant au GPL

	2015	2018	2020	2023	2025	2030
Parc	181 511	210 359	232 096	252 904	267 803	306 486

En revanche, on considère que les performances en termes de consommations sont moindres dans la variante par comparaison au scénario de référence, et le nombre de kilomètres parcourus diffère entre les deux scénarios.

Tableau 11 - Nombre de kilomètres parcourus chaque année des véhicules particuliers roulant au GPL

	2015	2018	2020	2023	2025	2030
Scénario de référence	9 731	9 502	9 352	9 122	8 972	8 593
Variante	10 670	10 470	10 338	10 269	10 224	10 110

- *L'évolution de la consommation des véhicules particuliers roulant au GNV*

Même si cela ne constitue pas le vecteur le plus prometteur (voir ci-après sur les poids lourds), il est tenu compte des évolutions en matière de développement du parc des véhicules particuliers roulant au GNV. Ces évolutions reprennent les hypothèses de la SNBC.

Tableau 12 – Evolution de la consommation des véhicules roulant au GNV

Scénario de référence	**2018**	**2023**	**2025**	**2030**
Consommation totale en Mtep	0,002	0,003	0,004	0,065
Parc	2 922	5 118	7 000	130 000
Km parcourus	11 227	11 227	11 227	11 227

- ***L'évolution de la consommation des véhicules utilitaires légers roulant au GNV***

Cette catégorie regroupe des petits véhicules utilitaires légers (moins d'une tonne de charge utile) et ce qui est considéré comme des gros VUL (plus d'une tonne de charge utile). Les hypothèses se fondent sur les travaux de la SNBC.

Tableau 13 – Evolution de la consommation des VUL roulant au GNV

Scénario de référence	**2018**	**2023**	**2025**	**2030**
Consommation totale en Mtep	0,068	0,198	0,300	0,466
Parc	13 906	42 399	66 185	110 440
Km parcourus	25 172	24 468	24010	23014

- ***L'évolution de la consommation des bus et des autocars roulant au GNV***

La quatrième catégorie de véhicules dont il est tenu compte dans les scénarios de consommation de gaz est relative aux bus et autocars. Il est proposé de retenir l'objectif d'une pénétration à l'horizon 2030 de l'ordre de 12,5 % du parc en 2030 contre 2 % aujourd'hui. Dans la variante on considère une moindre pénétration du GNV, 10,5 % en 2030. Le kilométrage parcouru reprend les données du scénario de référence de la SNBC soit 34 438 km considéré constant au cours du temps. La même hypothèse est faite pour les deux scénarios.

Tableau 14 – Evolution de la consommation des bus et autocars roulant au GNV

Scénario de référence	2018	2020	2023	2025	2030
Parc	7 200	10 333	15 033	18 167	26 000
Km parcourus	34 438	34 438	34 438	34 438	34 438
Consommation totale (Mtep)	0,067	0,096	0,139	0,168	0,241

Variante	2018	2020	2023	2025	2030
Parc	5 900	8 170	11 570	13 830	19 500
Km parcourus	34 438	34 438	34 438	34 438	34 438
Consommation totale (Mtep)	0,055	0,076	0,107	0,128	0,180

Tableau 16 - Taux de pénétration comparée des bus et des autocars au GNV

	2015	2018	2020	2023	2025	2030
Scénario de référence	2,1 %	5,3 %	7,0 %	9,1 %	10,2 %	12,5 %
Variante	2,2 %	4,7 %	6,0 %	7,7 %	8,6 %	10,5 %

- ***L'évolution de la consommation des camions roulant au GNV***

Comme pour les bus et autocars, il s'agit d'un segment de développement prometteur en termes de pénétration du parc, avec des incertitudes toutefois élevées. La part des camions roulant au GNV pourrait être de 3 % en 2023 et de 10 % en 2030.

Tableau 15 – Evolution de la consommation des camions roulant au GNV

Scénario de référence	2018	2023	2025	2030
Parc	2 885	24 087	39 500	81 400
Consommation unitaire (tep/100km)	0,03225	0,03225	0,03225	0,03225
Km parcourus	49 564	48 845	48 560	47 855
Consommation totale en Mtep	0,046	0,379	0,619	1,256

6.3. Projections de demande de transport

Les projections 2030 et 2050 présentées ci-dessous sont issues du rapport du commissariat général au développement durable d'août 2016 (http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/Projections_demande_transport.pdf)

Ces projections sont mentionnées à titre de référence externe aux scénarii ci-dessus ; l'articulation de leurs hypothèses avec la SNBC est indiquée ci-dessous.

Ces projections ont été réalisées en scenario central à partir d'une hypothèse de croissance de PIB de 1.9 % par an entre 2012 et 2030, puis de 1,7 % par an entre 2030 et 2050 (prévisions de croissance de la Direction Générale du Trésor dans le cadre des travaux du Conseil d'orientation des retraites).

Le prix du pétrole retenu est de 93 €2012 en 2030 et de 117 €2012 en 2050 (prévision de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), scenario « New policies » de 2013).

Deux autres scénarios en variante sont testés avec des croissances du salaire moyen par tête différentes correspondant à +2,4 % de croissance du PIB en scenario haut et+1,4 % en scenario bas.

Ci-dessous sont présentés les résultats du scenario central en comparaison avec 2012.

Principaux résultats :

Transport de voyageurs longue distance

La demande de transport de voyageurs longue distance (>100 km) en France métropolitaine (origine ou destination), augmenterait de +1,1 % par an entre 2012 et 2030.

Cette évolution est liée à l'augmentation générale de la population et à la progression des salaires qui permettrait une augmentation des dépenses des ménages liées aux transports. La progression continuerait au même rythme de 1,1 % par an (en nombre de voyages) entre 2030 et 2050.

Le trafic voyageurs longue distance sur les réseaux français augmenterait à un rythme similaire de 1,2 % par an entre 2012 et 2030 et de 1,1 % par an entre 2030 et 2050.

En particulier, le covoiturage de longue distance et le transport par autocar (« loi Macron ») se développeraient et pourraient capter une part significative du trafic d'ici 2030. À terme, le covoiturage pourrait représenter 2,8 % des déplacements longue distance internes à la France, tandis que les autocars pourraient concerner 3,4 % de ces déplacements avec une part de marché conjointe sur les déplacements France-France longue distance de 4,6 % avec une clientèle commune de 25 %.

Transport de voyageurs courte distance

La demande de transport courte distance (<100 km) en France à l'horizon 2030 s'inscrirait dans le prolongement des tendances de mobilité observées au cours des dernières années. On y observerait une accélération des réductions des consommations unitaires de carburant du fait des progrès d'efficacité énergétique et du développement des véhicules électriques.

A l'horizon 2050, deux cadrages ont été retenus : le cadrage tendanciel et le cadrage SNBC, intégrant des mesures volontaristes supplémentaires, pour atteindre les objectifs de la Stratégie nationale bas carbone. Dans le domaine urbain, ces mesures visent principalement à optimiser l'organisation de l'espace urbain afin d'atténuer l'augmentation des besoins en transport des ménages et donc de diminuer les émissions de gaz à effet de serre. Ce cadrage considère également un développement de la part modale du vélo, un développement accru des véhicules électriques et une augmentation du taux d'occupation des véhicules grâce à la diffusion du covoiturage.

Au total, l'ensemble des projections voyageurs longue et courte distances table sur une reprise de l'augmentation des trafics après une période de relative stagnation (+1,8 % entre 2007 et 2012).

Transport de marchandises

Le transport de marchandises (volume circulant sur le territoire français), devrait repartir à la hausse, porté par les hypothèses macro-économiques rappelées plus haut, après une baisse de -18 % entre 2007 et 2012, suite à la crise économique et financière de 2008. La demande de transport (en volume) augmenterait de +1,6 % par an entre 2012 et 2030 (+2,2 % pour la demande internationale). La progression serait un peu moins soutenue entre 2030 et 2050 (+1,1 % par an) en raison notamment d'un développement moins important des plates-formes logistiques.

Les distances moyennes de transport devraient s'allonger et les trafics augmenter plus rapidement que les volumes de marchandises en circulation. Le trafic total de marchandises évoluerait ainsi au rythme moyen annuel de 2,1 % par an entre 2012 et 2030, puis de 1,3 % entre 2030 et 2050.

En revanche, l'emport moyen des poids lourds devrait continuerait à augmenter selon une tendance continue observée depuis plus de 20 ans. Le trafic poids lourds évoluerait ainsi plus lentement que le trafic marchandises avec une hausse annuelle limitée à 1,4 %.

Dans les projections à l'horizon 2050 deux cadrages ont également été étudiés : tendanciel et cadrage SNBC, ce dernier intégrant une baisse plus ambitieuse des consommations unitaires des véhicules et l'augmentation de l'emport des poids lourds. En outre une propulsion alternative aux énergies fossiles d'une partie du parc poids lourds incluant un concept « d'autoroutes électriques » défavorable au mode ferroviaire.

Bilan de circulation

L’agrégation de l’ensemble des données conduirait à une augmentation du trafic routier de 15 % à l'horizon 2030 (par rapport à 2012) et entre 20 % et 34 % à l'horizon 2050, selon le cadrage considéré.

7. Orientations et pistes d'actions de développement de la mobilité propre

La LTECV et ses mesures d'accompagnement constituent un cadre privilégié pour le développement de la mobilité propre. Elle donne la priorité aux modes de transport les moins polluants, elle traite de la qualité de l'air, de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables dans les transports, elle vise à diminuer les émissions de gaz à effets de serre et de polluants atmosphériques et prévoit des mesures de planification. Plusieurs mesures d'accompagnement ont d'ores et déjà été engagées.

D'autres orientations et actions de la politique des transports, complémentaires à la LTECV, concourent également au développement de la mobilité propre.

Les parties qui suivent indiquent donc, par domaines d'action, le cadre donné par la LTECV, les mesures d'accompagnement, notamment celles issues des feuilles de route de la transition écologique 2015 (FRTE 2015) et 2016 (FRTE 2016) ainsi que les orientations et actions complémentaires.

Pour chaque domaine d'action, un encadré introductif rappelle :

- Les trajectoires et orientations issues des scénarii de référence.
- Les actions engagées.
- Les actions nouvelles.

Les mesures à mettre en œuvre, auxquelles contribuent les actions détaillées ci-après, devront en particulier faire l'objet d'une analyse comparative coût-efficacité ; la prise en compte des questions d'équité, de compétitivité et d'acceptabilité, qui seraient utiles pour affiner et prioriser ces mesures devront également être poursuivies et approfondies.

Les mesures à mettre en œuvre sont relatives aux différents leviers que sont :

- la maîtrise de la demande,
- le taux de chargement des véhicules et la meilleure utilisation des véhicules et réseaux existants ;
- l'efficacité énergétique des véhicules,
- l'intensité carbone des carburants,
- le report modal.

Les travaux d'évaluation coût-efficacité soulèvent néanmoins des questions méthodologiques liées notamment au manque de connaissances de l'effet de certaines mesures (par exemple celles portant sur le comportement de mobilité), au risque de doubles comptes, d'effet rebond.

Avertissement de lecture

Certaines actions relèvent de démarches stratégiques thématiques qui peuvent recouvrir plusieurs priorités de développement de la mobilité propre visées par la LTECV.

Ces démarches stratégiques, engagées ou proposées comme nouvelles, sont présentées en partie 8 ci-dessous.

Des actions peuvent donc à la fois être mentionnées dans cette partie 7 lorsqu'elles se rapportent clairement à un des axes de la mobilité propre de la LTECV, et présentées en partie 8 au sein de la stratégie thématique dont elle fait partie.

7.1. Maîtrise de la demande de mobilité

Trajectoires et orientations : encourager de nouveaux comportements favorisant la baisse de la consommation d'énergie et des émissions de GES et des émissions de polluants des transports ; notamment une cible de 10 % des jours télé-travaillés en 2030.

Actions engagées

- Guide méthodologique, portant sur les plans de mobilité rurale (élaboration, mise en œuvre et évaluation, juillet 2016) : http://www.certu-catalogue.fr/le-plan-de-mobilite-rurale.html
- Production d'un document méthodologique pour l'élaboration de plans de déplacement allégés pour les agglomérations de moins de 50 000 habitants
- Production d'un document méthodologique pour l'aide à la décision pour les acteurs locaux en vue de favoriser les espaces de travail partagés
- Poursuite des synthèses d'outils, bonnes pratiques et méthodes pour l'aménagement de l'espace public en ville, les services de vélos en libre service, l'aménagement de pistes cyclables…
- Prise en compte de la problématique santé-environnement dans les documents de planification territoriale relatifs aux déplacements (marchandises et voyageurs) (action du volet transports du plan santé-environnement 3 - PNSE3)

Actions nouvelles

- Adaptation des outils méthodologiques pour la réalisation des plans de mobilités, suite aux nouveautés introduites par la LTECV (poursuite des journées nationales de sensibilisation ; élaboration d'un outil adapté aux petites entreprises ; identification, en lien avec les acteurs économiques concernés, de référents dans les territoires en vue de créer un réseau ainsi qu'un observatoire pour le suivi des plans de mobilité et l'animation locale des acteurs concernés)
- Développement d'indicateurs de suivi de l'étalement urbain dans les agglomérations françaises
- Etude stratégique sur les besoins de mobilité liés au vieillissement de la population
- Revue et enseignements des expériences d'accompagnement personnalisé pour faciliter les mobilités en milieu rural et péri-urbain notamment au regard de l'insertion professionnelle ; y compris au niveau international
- Revue et enseignements des démarches partenariales locales et internationales de gestion des pointes de déplacements
- Elaboration d'un kit d'information et de sensibilisation à la mobilité durable pour les publics en âge scolaire ; appel à projet pour les meilleures démarches de sensibilisation auprès des publics défavorisés
- Conception d'outils destinés à sensibiliser les ménages aux conséquences en termes de transport de leurs choix de localisation du domicile, dans un but notamment de prévenir la précarité des ménages face aux transports.
- Revue et enseignements pour l'action publique des expériences de transport à la demande dans les collectivités

Le processus d'évolution des pratiques de mobilité est en cours depuis un certain temps. C'est le cas notamment en milieu urbain grâce au développement des transports en commun en site propre et des mobilités actives. Les territoires périurbains éloignés, multipolaires ou ruraux, peu denses mais qui abritent une part croissante (40 %) et très motorisée de la population, sont aussi concernés par cette évolution. Dans ces territoires, la voiture est plus utilisée pour les déplacements quotidiens en comparaison aux habitants des grandes agglomérations (« la mobilité individuelle locale », Rapport sur l'état de l'environnement, 2014). La périurbanisation par un allongement des déplacements au quotidien contribue à l'augmentation des émissions des GES. Il convient néanmoins de favoriser la mobilité pour lever un des freins à l'emploi.

L'évolution de la mobilité est au cœur des engagements des politiques publiques. A titre d'exemple, l'organisation des transports participe à la lutte contre l'étalement urbain, la diminution des trajets est encouragée avec le développement du télétravail.

7.1.1. Cadre issu de la LTECV

La LTECV renforce des outils organisant les déplacements sur le territoire.

Dans les territoires ruraux, le schéma régional de l'intermodalité peut être complété par des plans de mobilité rurale (art.55). Ceux-ci permettent aux territoires ruraux de se doter d'outils de concertation et de planification des mobilités adaptés aux spécificités de l'espace rural, complémentaires des plans de déplacements urbains établis dans les agglomérations urbaines.

Les plans de mobilité (art.51), deviennent obligatoires pour les entreprises d'au moins 100 salariés sur un même site dans le périmètre d'un plan de déplacements urbains, ils comprennent notamment un programme d'action visant à offrir une alternative à la voiture individuelle.

7.1.2. Mesures d'accompagnement engagées

Plusieurs outils récents contribuent à mettre en œuvre ces orientations de politique publique.

Un premier outil concerne les obligations en matière de stationnement. Il est nécessaire que les plans locaux d'urbanisme (PLU) puissent fixer des exigences proportionnées en termes de nombre de places de stationnement à prévoir par logement construit. Ces exigences ne doivent pas avoir pour effet d'accroître l'étalement urbain et d'augmenter le coût des opérations immobilières. Les obligations de réalisation de places de stationnement à la charge des promoteurs sont désormais réduites dès lors que le projet est situé à proximité de transports collectifs[5] .

De même, de nouvelles pratiques de travail, comme celles des espaces de travail partagés entre entreprises sont encouragées. La FRTE 2015 prévoit une revue d'expériences de ces espaces afin de fournir un outil d'aide à la décision pour les acteurs locaux. Elle prévoit également une réflexion sur la conception, les fonctionnalités et la gestion des pôles multimodaux qui peuvent inclure des espaces partagés.

Les espaces ruraux connaissent des problématiques spécifiques, notamment en ce qui concerne l'accompagnement des ménages et la localisation des services. La LTECV a introduit les plans de mobilités ruraux. Ces plans viseront à prendre en compte les spécificités des territoires à faible densité démographique, notamment en veillant à la complémentarité entre les transports collectifs, les usages partagés des véhicules motorisés et les modes de déplacement non motorisés. La FRTE 2015 accompagne méthodologiquement la mise en œuvre de ces plans ainsi que celle des plans de déplacement allégés qui concerne les agglomérations de moins de 100 000 habitants. Assurer une meilleure mobilité dans le périurbain et dans les zones interconnectées est également une priorité de la stratégie nationale de transition écologique vers un développement durable (SNTEDD).

Le 3ème Plan national Santé Environnement (PNSE 3, 2015-2019), dans sa feuille de route ad hoc transports prévoit de prendre en compte la problématique santé environnement dans les documents de planification territoriale relatifs aux déplacements (voyageurs et marchandises) ainsi qu'à l'urbanisme et au logement. Cette action a notamment pour objectifs d'estimer les éventuels besoins d'outils permettant d'évaluer les impacts sur la santé des transports au niveau des territoires et, le cas échéant, de proposer des modes de gouvernance pour améliorer la prise en compte des enjeux de santé dans le cadre des dispositifs de planification locale.

La précarité énergétique liée aux besoins de transports constitue un réel enjeu. Dans le cadre des travaux de la conférence environnementale 2014, une action prévoit la conduite d'une étude sur la caractérisation de l'impact des transports et de la mobilité dans la précarité énergétique des ménages. La mise à disposition des données de l'enquête Performance de l'Habitat, Equipements, Besoins et Usages de l'énergie (PHEBUS) a ainsi permis de lancer une étude sur le lien entre précarité énergétique et zone d'habitation des ménages (centre-ville, banlieue…) et une étude portant sur la part de la mobilité contrainte dans les dépenses énergétiques des ménages. Dans ce contexte, seront engagés des travaux de conception d'outils destinés à sensibiliser les ménages aux conséquences en termes de transport de leurs choix de localisation du domicile. Par ailleurs dans le cadre de l'appel à projets de programmes pour lutter contre la précarité énergétique financés par le dispositif des certificats d'économies d'énergie, trois programmes contre la précarité énergétique dans les transports ont été désignés le 5 octobre 2016.

[5] article 12 de la loi relative à la simplification de la vie des entreprises et ordonnance n°2015-1174

7.2. Développement des véhicules à faibles émissions

Trajectoires, cibles et orientations

- Pour les véhicules particuliers et les petits véhicules utilitaires légers, les consommations moyennes des véhicules neufs sont supposées en 2030 de 2l/100 km.
- Le développement des véhicules électriques et hybrides rechargeables suivant est visé : de l'ordre de 2,5 millions de véhicules hybrides rechargeables en 2030, 1,9 millions de véhicules électriques en 2030 ; Atteindre en 2023 une part du parc de poids lourds roulant au GNV de 3 % et de 10 % en 2030 ; atteindre un développement d'un parc de véhicules particuliers d'au moins 250 000 véhicules.
- Pour l'efficacité énergétique totale des véhicules le scénario de référence suppose une amélioration des consommations unitaires de 20 % pour les transports de marchandises et de presque 30 % pour les transports de passagers entre 2013 et le 3ème budget carbone.
- En 2030, une part de 15 % des carburants renouvelables (biocarburants, électricité, bioGNV, bioGPL) est visée.
- En 2030, l'électrification à quai de navire est visée.
- Dans le cadre des négociations communautaires sur la révision de la directive plafonds nationaux des émissions de polluants atmosphériques, réduction de 70 à 80% des émissions de NOx, de PM2,5 et des COVNM du transport routier entre 2005 et 2030.

Actions engagées

- La Loi n°2015-1785 du 29 décembre 2015 de finances pour 2016 prévoit que les entreprises soumises à l'impôt sur les sociétés ou à l'impôt sur le revenu selon un régime réel d'imposition peuvent déduire de leur résultat imposable une somme égale à 40 % de la valeur d'origine des biens, hors frais financiers, affectés à leur activité et qu'elles acquièrent à compter du 1er janvier 2016 et jusqu'au 31 décembre 2017, lorsqu'ils relèvent de la catégorie des véhicules de plus de 3,5 tonnes qui utilisent exclusivement comme énergie le gaz naturel et le biométhane carburant.
- Décret définissant les véhicules à faibles émissions et les véhicules à très faibles émissions de moins de 3,5 tonnes
- Mise en place en juillet 2016 du dispositif certificat qualité de l'air donnant la possibilité aux utilisateurs des véhicules les moins polluants de bénéficier d'avantages de circulation.
- Appel à projets « ville respirable » en 5 ans portés par des territoires et des agglomérations prioritairement situés dans l'une des 36 zones couvertes par un plan de protection de l'atmosphère.
- Publication le 28 juin 2016 du décret relatif aux zones à circulation restreinte
- Publication de l'arrêté du 28 juin 2016 établissant les listes d'agglomérations de plus de 100000, soumises à plan de déplacement urbain et 250000 habitants soumises à plan de protection de l'atmosphère
- Bilan de la pratique par les sociétés concessionnaires d'autoroutes de la tarification avantageuse en faveur des véhicules à très faibles émissions.
- Poursuite des formations spécifiques des réparateurs de voitures électriques ou hybrides.
- Réforme du cadre d'homologation des véhicules en vigueur au sein de l'Union européenne.
- Lancement d'une expérimentation visant à renforcer les mesures des émissions de polluants atmosphériques lors des contrôles techniques périodiques par une vingtaine de centres agréés.

Actions nouvelles

- Lancement d'un appel à projet mondial pour la conception, le développement et la commercialisation d'un véhicule électrique populaire à moins de 7 000 Euros.
- Soutien de la France à la déclaration de Paris sur la mobilité électrique et le changement climatique qui fixe l'objectif que d'ici 2030 au moins 20 % de la flotte mondiale des véhicules, y

compris les deux et trois roues, voitures, camions, bus soient à traction électrique.

- Publication en 2017 du plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques.
- Entrée en vigueur du nouveau règlement européen sur les engins mobiles non routiers le 6 octobre 2016.
- Analyse des recommandations de la mission relative à la sécurité du stationnement et de la recharge des véhicules électriques.
- Exploitation des enseignements des projets industriels sur le réemploi des batteries afin d'améliorer leur bilan environnemental.
- Inclusion des deux-roues motorisés électriques dans le dispositif du bonus véhicules

7.2.1. Cadre issu de la LTECV

Le développement des véhicules à faibles émissions et notamment électriques doit participer à la réduction des émissions de GES, à la réduction de la dépendance énergétique au pétrole du secteur des transports et à l'amélioration de la qualité de l'air en milieu urbain.

Ainsi, la LTECV rend obligatoire pour les flottes publiques, les loueurs de voiture, les taxis et VTC ainsi que les flottes de bus et autocars des transports collectifs, lors du renouvellement ou de la primo acquisition de leur parc automobile, l'achat de véhicules à faibles émissions (véhicules électriques, ou les véhicules de toutes motorisations et de toutes sources d'énergie produisant de faibles niveaux d'émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques) dans la proportion minimale de 50 % du renouvellement pour l'Etat et ses établissements publics et de 20 % pour les collectivités territoriales et leurs groupements ainsi que pour les entreprises nationales (art.37). Les conditions diffèrent suivant la qualité des propriétaires (taux de véhicules concernés, date limite d'acquisition,…).

Par ailleurs, la LTECV met en place des mesures de facilitation de la circulation et du stationnement des véhicules à faibles émissions (art 36 et 37). Elle donne la possibilité de créer, dans les agglomérations et les zones (communes ou établissements public de coopération intercommunale) pour lesquelles un plan de protection de l'atmosphère est adopté, en cours d'élaboration ou de révision, des zones à circulation restreinte. Les véhicules autorisés à y circuler sont identifiés à partir de leur contribution à la limitation de la pollution atmosphérique (art.48).

Enfin, les sociétés concessionnaires d'autoroutes sont autorisées à pratiquer une tarification avantageuse en faveur des véhicules à très faibles émissions (art. 38).

7.2.2. Mesures d'accompagnement engagées

Le certificat qualité de l'air (https://www.certificat-air.gouv.fr/) est un dispositif visant à donner la possibilité aux utilisateurs des véhicules les moins polluants de bénéficier d'avantages de circulation tel que celle de circuler au sein d'une zone à circulation restreinte. Une nomenclature classe les véhicules en fonction des émissions de polluants atmosphériques. Ces classes permettent de différencier les véhicules et d'adopter une progressivité dans les mesures qui seront mises en place. Les véhicules électriques et hydrogènes, qui n'émettent pas de pollution d'échappement, font l'objet d'une catégorie spécifique, autorisée à circuler dans les meilleures conditions.

La hausse de la fiscalité du gazole mettra fin progressivement à l'avantage fiscal d'un carburant qui suscite une préoccupation légitime de nombreux français quant à son impact sur la qualité de l'air. Dans le cadre de la loi de finances 2016, le gouvernement a engagé le rapprochement des tarifs de TICPE entre le gazole et l'essence à partir de 2016, en augmentant d'1 centime € par litre le tarif applicable au gazole et en abaissant d'1 centime d'euro celui des essences.

Par ailleurs, l'entrée en vigueur de la prime à la conversion au 1er avril 2015, accordée pour la mise au rebut d'un vieux véhicule diesel doit accélérer le remplacement des véhicules les plus polluants par les véhicules les plus vertueux. Elle permet notamment l'octroi d'une aide totale de 10 000 € pour l'acquisition d'un véhicule électrique. Les véhicules hybrides rechargeables, aux émissions de CO_2 comprises entre 21 et 60 gCO_2/km, ouvrent quant à eux droit à une prime à la conversion de 2 500 €, s'ajoutant au bonus dont le montant a été défini dans le cadre de la loi de finances 2016 à 1 000 €. En 2017, un bonus 27% du prix d'acquisition dans la limite de 1000€ sera instauré pour les véhicules de catégorie L (2 roues, tricyles et quadricycles).

La prime à la conversion a été élargie depuis le 1er janvier 2016 et la mise au rebut de véhicules diesel immatriculés avant le 1er janvier 2006 (1er janvier 2001 dans la version initiale du dispositif) ouvre droit à l'aide.

La Taxe sur les Véhicules des Sociétés (TVS) est un instrument fiscal incitant les entreprises à utiliser des véhicules ayant le moins d'impacts possibles sur le climat et, depuis 2014, sur la qualité de l'air ambiant. La modulation de la TVS par la prise en compte des polluants atmosphériques permet de favoriser les véhicules les moins polluants, les véhicules électriques étant exemptés de la taxe. Les sociétés représentent un levier important dans l'orientation du parc automobile, notamment au regard du volume important de leurs immatriculations neuves.

Au 1er janvier 2017, le relèvement du montant du plafond d'amortissement pour les véhicules émettant mois de 20 gCO2/km de 18 300 € à 30 000 € favorisera la pénétration des véhicules particuliers « propres » au sein des flottes d'entreprises. Cette mesure induit une réduction d'impôt sur les sociétés (IS) et se traduit donc par un gain financier pour l'entreprise. Ce dispositif s'ajoutera aux aides pour l'achat de véhicules propres (bonus) dont bénéficient déjà les entreprises au même titre que les particuliers.

La définition des véhicules à faibles émissions, pour les différentes catégories de véhicules, relève de plusieurs décrets :

- décret définissant les véhicules à faibles émissions de moins de 3,5 tonnes ;
- décret définissant les véhicules à faibles émissions de plus de 3,5 tonnes conçus essentiellement pour le transport de marchandises ;
- décret définissant les véhicules à faibles émissions destinés au transport en commun de personnes.

Un décret[6] exposant les critères définissant les véhicules à très faibles émissions pouvant bénéficier de conditions de circulation et de stationnement privilégiées a été publié, ainsi que celui instaurant les zones à circulation restreinte[7] (dérogations et sanctions).

Par ailleurs, un décret transversal définira les conditions d'application des obligations d'achat en véhicules à faibles émissions. La publication de ces décrets permettra notamment la mise en œuvre des obligations d'achat en véhicules à faibles émissions applicables aux véhicules de moins de 3,5 tonnes.

7.2.3. Autres orientations et pistes d'actions

L'appel à projet « villes respirables en 5 ans » a été lancé le 2 juin 2015. L'objectif est de faire émerger des « villes laboratoires » volontaires pour mettre en œuvre des actions concrètes, radicales et exemplaires afin d'obtenir des villes respirables d'ici cinq ans. Pour y répondre les intercommunalités doivent présenter des projets prévoyant la création ou la préfiguration de zone à circulation restreinte ainsi que le portage d'actions portant (au choix) sur au moins deux secteurs que sont le transport et la mobilité, l'industrie, l'agriculture, le logement, l'innovation comme vecteur de croissance verte et la planification urbaine. 20 collectivités sont lauréates. Trois autres sont en devenir. Enfin, deux autres devraient bénéficier d'un contrat local de transition énergétique incluant un volet air.

Plusieurs actions relèvent du soutien à l'innovation technologique. Plusieurs appels à projet du programme d'investissement d'avenir ainsi que plusieurs plans d'action industriels concourent au développement de véhicules à faible émission. Dans ce cadre, un objectif intermédiaire 2020 pourrait être défini, en concertation avec les constructeurs automobiles.

Par ailleurs, les véhicules de petite taille (tricycles ou quadricycles à moteur par exemple), qui répondent à certains besoins de mobilité, représentent un gisement de contribution à la mobilité propre. D'ores et déjà certains programmes d'actions des « villes respirables en 5 ans » incluent des mesures pour encourager l'utilisation de ces véhicules de petite taille.

En matière de formation à l'entretien des véhicules électriques, les professions en aval de la filière automobile (maintenance, contrôle technique…) sont conscientes de la spécificité technologique des voitures électriques et s'organisent déjà pour former leurs employés et assurer le traitement des voitures électriques. Ainsi l'Union Technique de l'Electricité (UTE), l'organisme français de normalisation électrotechnique, a mis en place la norme C 18-550 « Recueil d'instructions de sécurité

[6] Décret n° 2016-858 du 29/06/2016
[7] Décret n° 2016-847 du 28/06/2016

d'ordre électrique pour opérations sur véhicules et engins automobiles à motorisation thermique, électrique ou hybride ayant une énergie électrique embarquée ». Cette norme oblige les réparateurs de voitures électriques ou hybrides à suivre des formations spécifiques.

La problématique de la formation professionnelle peut également concerner d'autres catégories de véhicules comme le GPL. Il convient de rappeler que l'article 182 de la loi de transition énergétique pour la croissance verte dispose que l'Etat élabore, en concertation avec les organisations syndicales de salariés, les organisations représentatives des employeurs et les collectivités territoriales, un plan de programmation de l'emploi et des compétences tenant compte des orientations fixées par la programmation pluriannuelle de l'énergie. Ce plan indique les besoins d'évolution en matière d'emploi et de compétences sur les territoires et dans les secteurs professionnels au regard de la transition écologique et énergétique. Il incite l'ensemble des acteurs au niveau régional à mesurer et à structurer l'anticipation des évolutions sur l'emploi et les compétences induites par la mise en œuvre des schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie et des plans climat-air-énergie territoriaux.

En matière de mesures de sécurité spécifiques, les spécificités technologiques des voitures électriques peuvent influer sur les risques sécuritaires lors de leur stationnement, notamment dans les parcs de stationnement souterrains. La Direction Générale de la Sécurité Civile et de la Gestion des Crises (DGSCGC) a établi à ce sujet un cahier des charges le 2 février 2012 qui précise les conditions d'implantations des points de charges dans les parcs de stationnement couverts, recevant du public ou intégrés à un immeuble de grande hauteur. Plus récemment, la DGSCGC a conduit une mission spécifique qui s'est conclue en juin 2015 qui contient quelques recommandations spécifiques aux voitures électriques, tenant compte des premiers retours d'expérience.

En matière de sécurité pour les véhicules au GPL, il convient de rappeler que l'arrêté ministériel du 3 avril 2000[8] a interdit l'accès aux installations classées aux véhicules fonctionnant au GPL lorsque leur réservoir n'était pas muni d'une soupape de sécurité. Cette disposition était accompagnée de l'obligation pour les exploitants des parcs de stationnement concernés, d'apposer, à l'entrée de ces derniers, un panneau « Interdiction d'accès aux véhicules GPL non munis de soupape ».

Par ailleurs, l'arrêté du 4 août 1999 a fait obligation, à compter du 1er janvier 2000, d'équiper de soupapes de surpression conformes à la nouvelle réglementation internationale R. 67-01 les véhicules GPL nouvellement mis en circulation. Le Gouvernement a par la suite étendu cette obligation à tous les véhicules GPL en circulation qui ont dû s'équiper de soupapes de sécurité avant le 31 décembre 2001. Du fait de ces évolutions réglementaires, les restrictions d'accès aux parcs de stationnement couverts aux véhicules fonctionnant au GPL non équipés de soupapes de sécurité n'avaient plus lieu d'être. C'est la raison pour laquelle le décret n°2006-646 du 31 mai 2006 modifiant la nomenclature des installations classées a supprimé de son champ d'application la rubrique 2935 et par voie de conséquence les dispositions de l'arrêté ministériel du 3 avril 2000 évoqué plus haut. En conséquence des dispositions de ce décret, l'obligation d'apposer des panneaux à l'entrée des parcs de stationnement restreignant l'accès aux véhicules GPL n'existe plus depuis le 1er juillet 2006. À l'appui de la réglementation en vigueur, les collectivités territoriales, compétentes en matière de stationnement, peuvent demander le retrait des panneaux qui pourraient encore subsister restreignant l'accès aux véhicules GPL non munis de soupapes de sécurité aux parcs de stationnement publics.

En termes d'impact environnemental des batteries de véhicules électriques, il existe quatre grandes familles de batteries : plomb, Nickel Cadmium, Nickel Métal Hydrure et Lithium. Ces familles correspondent au type de véhicule (tout électrique ou hybride) et à sa date de création. Les nouveaux modèles de véhicules tout électriques possèdent généralement une batterie au Lithium.
Cependant, c'est cette famille de batteries dont le traitement en fin de vie peut poser problème. En effet à l'inverse des autres types de batteries, le procédé actuel de recyclage et d'élimination utilisé pour ce type de batteries n'est pas rentable. Ceci est dû à la faible valeur de marché des matériaux qui les constituent ainsi qu'à leur hétérogénéité qui impactent sur le rendement et la rentabilité du processus de recyclage et de traitement.

C'est à cette fin que des pistes sont explorées afin d'améliorer le traitement des batteries Lithium-ion usagées. Il y en a trois principales : l'augmentation de la valeur récupérée lors du recyclage des batteries, le réusinage des batteries usagées (remplacement des cellules usagées) et enfin leur réemploi. C'est la solution de réemploi qui est le plus à l'étude actuellement. Le principe est d'offrir une seconde vie aux batteries en les réutilisant pour d'autres usages que les véhicules électriques. L'usage majoritaire est le stockage stationnaire d'énergie.

[8] Arrêté relatif aux prescriptions applicables aux installations classées soumises à déclaration ou à autorisation au titre de la rubrique n°2935 concernant les parcs de stationnement couverts et garages-hôtels de véhicules à moteur.

Il existe plusieurs projets d'industriels (surtout des constructeurs automobiles associés à des recycleurs) qui exploitent cette idée de seconde vie : le projet "Second life batteries" alliant Bosch, BMW et Vattenfall, un projet d'expérimentation regroupant notamment EDF, Forsee Power, Mitsubishi Corporation et PSA Peugeot Citroën, etc. Ces projets sont récents : ils ont été annoncés ou lancés en 2014 et 2015.

Par ailleurs, en 30 ans, les émissions de polluants réglementés des véhicules neufs ont été considérablement réduites à la source dans l'Union Européenne, d'une part sur les carburants (généralisation de l'essence sans plomb et diminution de la teneur en benzène ; suppression presque complète du soufre dans les carburants routiers diminution progressive des teneurs en soufre des carburants) et sur les émissions avec des développements technologiques (pots catalytiques pour les véhicules à essence en 1993, filtre à particules sur les véhicules diesel neufs et maintenant systèmes SCR et NOx trap pour le traitement des NOx sur les véhicules diesel).

La sévérisation des normes introduite par la réglementation européenne a joué pour cela un rôle majeur. Pour le cas particulier des oxydes d'azote, on peut rappeler que la norme Euro 6, applicable depuis le 1er septembre 2015 à tous les véhicules particuliers neufs limite à 80 mg/km les émissions d'oxydes d'azote des voitures particulières à motorisation diesel, soit une réduction de plus de 50 % par rapport à la norme euro 5. La norme Euro 4, entrée en vigueur en 2006, fixait cette limite à 250 mg/km.

La directive 2007/46/CE du 5 septembre 2007 constitue le cadre d'homologation des véhicules en vigueur au sein de l'Union européenne. La Commission européenne a proposé un règlement permettant de réviser cette directive. La France souhaite que ce nouveau règlement prenne des dispositions qui permettront de garantir la qualité des opérations effectuées par les autorités administratives et les services techniques réalisant les essais, ainsi que la transparence et la fiabilité des résultats obtenus à l'homologation.

En parallèle de cette révision :

- un règlement de la Commission européenne prochainement publié permettra de remplacer le cycle actuel d'homologation NEDC utilisé depuis plus de 30 ans, par le cycle d'homologation international WLTP (World harmonized Light vehicles Test Procedure) pour mesurer en laboratoire la consommation de carburant, ainsi que les émissions de CO_2 et de polluants des véhicules en septembre 2017 pour les nouveaux types de véhicules et en septembre 2018 pour tous les véhicules neufs ;
- un test supplémentaire a été créé pour contrôler les émissions polluantes en conditions réelles de conduite sur la voie publique (RDE – Real Driving Emissions). Deux règlements de la Commission européenne ont été publié en 2016[9] pour réglementer les NOx. Un troisième règlement est en cours de négociation. Il permettra de réglementer les particules en nombre.

Par ailleurs, à la suite de la révélation de l'affaire Volkswagen, la Ministre a créée dès le 30 septembre 2016 une commission technique indépendante de contrôle des émissions polluantes des véhicules . Après la réalisation et l'examen de 86 tests sur des véhicules diesel des normes Euro 4 à Euro 6, cette commission a rendu son rapport final le 29 juillet 2016. 13 recommandations ont été proposées. Des actions ont été engagées dans l'objectif de renforcer la réduction réelle des émissions des véhicules, la transparence et l'efficacité des processus d'instruction et contrôle des véhicules.

Ainsi, par exemple, afin de favoriser l'identification des véhicules les plus polluants et leur réparation, une expérimentation visant à renforcer les mesures des émissions de polluants atmosphériques lors des contrôles techniques périodiques a été lancée le 1er septembre dernier. Une vingtaine de centres agréés réalisant des contrôles techniques réaliseront des tests portant sur les niveaux d'émissions de monoxyde de carbone, d'hydrocarbures imbrûlés, d'oxydes d'azote, de dioxyde de carbone et d'oxygène ainsi que de particules fines.

[9] Règlements (UE) de la Commission n° 2016/427 du 10 mars 2016 et 2016/646 du 20 avril 2016

7.3. Développement du marché des carburants alternatifs et déploiement des infrastructures correspondantes

Trajectoires

Les trajectoires de demande de carburants alternatifs sont détaillées au chapitre 4 ci-dessus.

Actions engagées

- Autorisation et mise à la consommation du gazole B8 depuis le 1er janvier 2015.
- Autorisation du carburant ED95 qui contient 95 % d'éthanol d'origine agricole et destiné à des véhicules lourds de flottes captives à partir de janvier 2016.
- Baisse de la fiscalité de l'essence SP95-E10 favorisant la consommation du carburant à fort contenu en biocarburant d'origine agricole.
- Exploitation des enseignements de l'expérimentation menée en Rhône-Alpes en matière de mise en place d'infrastructures pour favoriser l'utilisation du gaz comme carburant en vue de sa généralisation.
- Publication du schéma national d'orientation pour le déploiement du GNL comme carburant marin.
- Lancement de l'appel à projets pour des « territoires hydrogène »
- Publication en 2016 le plan de développement du stockage des énergies renouvelables par hydrogène décarboné.
- Publication en 2016 de l'appel à projet Solutions intégrées de mobilité GNV de l'action du Programme des investissements d'avenir (PIA)
- Publication en juillet 2016 d'une nouvelle édition de l'appel à projet Appel à Projets Industrie et agriculture éco-efficientes portant sur les ports à énergie positive du PIA

Actions nouvelles

- Publication d'un arrêté fixant les listes des biocarburants conventionnels et avancés ainsi que les modalités du double comptage.
- Elaboration en 2016 avec l'ensemble des parties prenantes du cadre national d'action prévu dans le cadre de la Directive infrastructures pour les carburants alternatifs et qui doit être remis à la Commission européenne avant le 18 novembre 2016.
- Au vu du cadre national d'action sur les carburants alternatifs et du bilan des programmes passés, propositions pour une relance d'un programme adapté de soutien aux collectivités pour les réseaux de recharge électrique.
- Publication en 2016 d'un décret relatif aux infrastructures de recharge pour véhicules électriques et portant diverses mesures réglementaires de transposition de la directive 2014/94/UE du parlement européen et du conseil du 22 octobre 2014 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs.
- Modification des arrêtés définissant les spécificités techniques des carburants pour y ajouter la norme d'affichage sur les trappes des véhicules et les pompes en cours de définition au niveau européen afin de mieux informer les consommateurs sur la compatibilité de leurs véhicules avec les carburants présents sur le marché.

7.3.1. Introduction

La Directive européenne[10] sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs prévoit que chaque Etat membre remette un cadre d'action national avant le 18 novembre 2016.

[10] Directive 2014/94/UE du Parlement européen et du Conseil du 22 octobre 2014 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs.

Ce cadre comporte :

- une évaluation de la situation actuelle et des perspectives de développement du marché (avec une prise en compte de leur possible utilisation simultanée et combinée et de la continuité transfrontalière) ;
- des objectifs chiffrés de déploiement d'infrastructures pour les carburants alternatifs et leurs corollaires en termes de mesures requises (avec un focus sur le service de transport public) ;
- la désignation de zones qui devront être équipées de points publics d'alimentation électrique (en fonction des besoins du marché) ;
- la désignation de zones qui devront être équipées de points de ravitaillement en gaz naturel comprimé (en fonction des besoins du marché) ;
- une évaluation de l'utilité d'installer des points de ravitaillement en GNL dans les ports en dehors du réseau central du RTE-T ;
- une réflexion sur le besoin d'installer, dans les aéroports, une alimentation électrique à destination des avions en stationnement.

Le présent document vise à définir le cadre, notamment en termes de demande, qui permettra de déterminer les actions pour le développement du marché relatif aux carburants alternatifs et le déploiement des infrastructures correspondantes, tel qu'exigé par la directive. Un travail partenarial et en concertation avec notamment les collectivités territoriales sera mené courant 2016 afin de construire ce cadre d'action national.

Définition des « carburants alternatifs » au sens de la Directive

Il s'agit de carburants ou sources d'énergie qui servent, au moins partiellement, de substitut aux carburants fossiles dans l'approvisionnement énergétique des transports et peuvent contribuer à la décarbonisation de ces derniers et à améliorer la performance environnementale du secteur des transports. Ils comprennent notamment : l'électricité, l'hydrogène, les biocarburants au sens de l'article 2, point i), de la directive 2009/28/CE, les carburants de synthèse et les carburants paraffiniques, le gaz naturel, y compris le biométhane, sous forme gazeuse (gaz naturel comprimé (GNC)) et sous forme liquéfiée (gaz naturel liquéfié (GNL)), et le gaz de pétrole liquéfié (GPL).

7.3.2. Cadre issu de la LTECV

Afin de permettre l'accès du plus grand nombre aux points de recharge de tous types de véhicules électriques et hybrides rechargeables, d'ici 2030, au moins sept millions de points de recharge seront installés chez les particuliers, sur les places de stationnement des ensembles d'habitations, d'autres types de bâtiments, sur la voie publique ou sur des places de stationnement accessibles au public ou des emplacements réservés aux professionnels.

L'Etat favorise, notamment en soutenant des opérations pilotes, l'installation de systèmes de distribution de gaz naturel liquéfié et d'alimentation électrique à quai dans les ports pour les navires et les bateaux.

7.3.3. Mesures d'accompagnement engagées

Développement de l'électromobilité

Dans le cadre de la stratégie nationale de développement de l'électromobilité, dont l'objectif est d'équiper le territoire national d'un réseau complet et coordonné de stations de charge pour véhicules électriques et hybrides rechargeables, l'Etat a reconnu de dimension nationale trois projets de déploiement nationaux de stations de charge pour véhicules électriques et hybrides rechargeables (Bolloré, CNR, SODETREL). Via l'ADEME, il a financé 50M€ de projets d'infrastructures de recharge portés par les collectivités. Le Gouvernement s'est fixé pour objectif de disposer de 20 000 points de recharge supplémentaires ouverts au public d'ici fin 2016.

Le soutien de l'Etat passe également par une exonération, sous conditions, du paiement de la redevance d'occupation du domaine public, conformément aux dispositions de la loi du 4 août 2014 facilitant le déploiement d'un réseau d'infrastructures de recharge de véhicules électriques sur l'espace public.

Plus précisément, pour développer l'offre d'électromobilité, les actions suivantes ont été engagées.

Le groupe Bolloré a été reconnu porteur de projet de dimension nationale pour son projet de déploiement de bornes de recharge en janvier 2015 pour son projet « 16K » visant à déployer jusqu'à seize mille points de charge répartis sur l'ensemble des treize régions. L'installation de ces bornes permettant une recharge semi-accélérée (7 kVA) est prévue en deux phases d'égale ampleur, la première s'achevant le 31 décembre 2016 et la seconde le 30 juin 2019.

La Compagnie nationale du Rhône a été reconnu porteur de projet de dimension nationale pour son projet de déploiement de bornes de recharge en février 2015 pour son projet de déploiement de bornes de recharge suivant un corridor longeant la vallée du Rhône. Le projet prévoit l'implantation de vingt-sept stations de recharge rapide (et cinquante-deux points de charge) réparties afin de ne pas être éloignées de plus de 30 kilomètres l'une de l'autre. Ainsi, ce projet concerne trois régions : Auvergne-Rhône-Alpes, Languedoc-Roussillon-Midi-Pyrénées, et Provence-Alpes-Côte d'Azur.

En complément du maillage des territoires par ces projets reconnus de dimension nationale, le projet Corri-Door, porté par un consortium d'acteurs mené par le groupe EDF, vise à équiper les autoroutes françaises en bornes de recharge rapide. Ce projet qui a été reconnu de dimension nationale, cofinancé par l'Union européenne prévoit le déploiement de 200 nouveaux points de charge rapide supplémentaires distants de 80 kilomètres.

Par ailleurs, a été engagé le Programme ADVENIR – CEE (certificats d'économie d'énergie) qui est une convention relative au programme « Aide au Développement des Véhicules Électriques grâce à de Nouvelles Infrastructures de Recharge » portée par l'association pour le développement de la mobilité électrique Avere-France permettant le financement de nouveaux points de charge pour véhicules électriques et hybrides rechargeables dans les immeubles collectifs et les entreprises.

Le programme ADVENIR, porté par l'Avere-France, soutenu par EcoCO_2 et financé à hauteur de 9,75 millions d'euros par EDF, doit permettre de rendre la mobilité électrique accessible à tous en facilitant l'installation de plus de 12.000 points de charge.

Seront éligibles :

- les bornes partagées sur les parkings des entreprises et personnes publiques, accessibles aux salariés et aux flottes,
- les bornes partagées accessibles au public sur des espaces privés, tels les parkings de magasins et services publics ou les parkings en ouvrage,
- les bornes privées en habitat collectif détenues et gérées par les particuliers, les bailleurs sociaux, les syndics ou les propriétaires privés.

Il convient d'y ajouter pour les particuliers l'ouverture du crédit d'impôt pour la transition énergétique pour le déploiement des points de recharge à domicile.

Le livre vert, guide de référence des collectivités et des acteurs économiques, a été actualisé et enrichi sur le volet technique. Il formule des recommandations pour simplifier l'accès aux bornes, en faciliter l'usage et la configuration, l'inscription de chaque borne sur un site internet national et la généralisation de l'interopérabilité. Les prescriptions de ce livre vert seront reprises dans un décret en préparation.

Le nouveau guide technique pour la conception et l'aménagement des infrastructures de recharge pour véhicules électriques et hybrides rechargeables, mis à jour en janvier 2015, prévoit des recommandations relatives aux standards de socles de prise (charge normale, charge rapide), à leur configuration, à la maintenance, à la monétique et à l'itinérance.

- Plus précisément, il prévoit : la standardisation des socles de prises des points de recharge,
- l'inscription de chaque point de recharge sur le site de la plate-forme ouverte des données publiques françaises (www.data.gouv.fr),
- la généralisation de l'interopérabilité des bornes, qui permet à l'abonné d'un opérateur de recharge ou de mobilité d'utiliser le réseau d'un autre opérateur au fur et à mesure de ses

déplacements et nécessite que les opérateurs rendent disponibles sur une plateforme d'interopérabilité pour l'itinérance les données relatives à la localisation, aux caractéristiques techniques et à la disponibilité de leurs bornes.

Ce guide technique intègre les retours d'expérience de quatre années d'usage et de recharge du véhicule électrique en France. Destiné aux collectivités locales qui contribuent au développement du réseau national d'infrastructures de recharge, il s'adresse également aux opérateurs privés comme les porteurs de projets d'infrastructures de recharge de dimension nationale s'inscrivant dans le cadre de la loi du 4 août 2014 facilitant le déploiement d'un réseau d'infrastructures de recharge de véhicules électriques sur l'espace public.

Développement de la mobilité gaz

Le futur cadre national d'action sur les infrastructures de carburants alternatifs prévoit, en matière d'alimentation en gaz naturel, que :

- Un nombre approprié de points de ravitaillement en GNL (pour permettre la circulation des bateaux et navires sur l'ensemble du réseau central du RTE-T) est prévu dans les ports maritimes et dans les ports intérieurs au plus tard respectivement le 31 décembre 2025 et le 31 décembre 2030.
- En fonction des besoins réels du marché, les ports maritimes et intérieurs qui devront donner accès aux points de ravitaillement en GNL sont désignés. Les moyens mis en place dans chaque port du réseau central devront donc être adaptés suivant les besoins des ports concernés, eux-mêmes dépendants de l'état du marché.
- Un nombre approprié de points de ravitaillement en GNL ouverts au public sont mis en place au plus tard le 31 décembre 2025 (afin que les véhicules utilitaires lourds puissent circuler dans toute l'Union, lorsqu'il existe une demande, à moins que les coûts soient disproportionnés par rapport aux avantages).
- Un nombre approprié de points de ravitaillement en GNC ouverts au public est mis en place au plus tard le 31 décembre 2020 pour permettre la circulation dans des zones déterminées (notamment des agglomérations et zones densément peuplées) et au plus tard le 31 décembre 2025 le long du réseau central du RTE-T.
- Un système de distribution approprié pour l'approvisionnement en GNL et en GNC des points de ravitaillement susmentionnés est mis en place.
- Les points de ravitaillement en GNC pour véhicule à moteur mis en place ou remplacés à partir du 18 novembre 2017 respectent les spécifications techniques fixées à l'annexe II (point 3.4). Les spécifications techniques relatives aux points de ravitaillement en GNL sont en cours de normalisation (possibilité de la Commission d'adopter des actes délégués en cas d'échec du processus de normalisation).

D'ores et déjà l'emploi du ***GNL comme carburant marin*** a fait l'objet d'un schéma national (à paraître, cf. partie 8. ci-après). Suite à la conférence nationale sur la transition écologique de la mer et des océans qui s'est tenue le 31 août 2015, la ministre de l'écologie, du développement durable et de l'énergie a rendu publiques les dix premières pistes d'action pour la croissance bleue, et notamment l'engagement suivant : *« réduction des pollutions en mer et des émissions de gaz à effet de serre, et soutien à une nouvelle filière : publication et mise en œuvre du schéma national d'orientation pour le déploiement du gaz naturel liquéfié (GNL) et appels à projets pour soutenir les premiers projets pilotes ».*

Dans le cadre de la mise en œuvre du schéma national d'orientation pour le déploiement du GNL comme carburant marin, un accompagnement des services de l'Etat est mis à la disposition des opérateurs pour accompagner les candidats sur les appels à projet communautaires RTE-T. Les candidatures aux appels à projet annuels et multi-annuels bénéficient d'un point d'entrée unique au sein de l'administration pour faciliter le suivi du dossier et le respect des calendriers de l'administration (avis exigés par l'Union européenne des différentes autorités nationales). Ces candidatures doivent être validées par la France pour obtenir des financements communautaires leur permettant d'équiper les navires de technologies améliorant leurs performances environnementales.

En matière de véhicules routiers, les qualités du GNV (gaz naturel pour véhicules) ont pour conséquence directe que les véhicules utilisant ce carburant respectent la norme Euro 6, applicable au 1er janvier 2014. La norme Euro 6 impose 5 fois moins d'émissions de NOx et 3 fois moins de particules que la norme Euro 5, ce qui a pour conséquence de rendre la motorisation GNV plus

compétitive. A terme, pour le marché des poids lourds, le coût des études et des prototypes étant amorti, le coût d'un moteur dédié GNV sera moins élevé.

Concernant le GPL (Gaz de Pétrole Liquéfié carburant), il s'agit d'un carburant destiné aux véhicules adaptés obtenu par un mélange d'environ 50 % de butane et 50 % de propane. Il provient du raffinage du pétrole, ou de gisements de gaz naturel. Les véhicules alimentés au GPL-c (GPL - carburant) se caractérisent par un rejet relativement faible d'émissions polluantes. Les capacités actuelles d'approvisionnement et la taille du réseau de distribution permettraient, en théorie, d'alimenter un parc de plus de 1,5 million de véhicules GPL-c en France.

Développement du biogaz.

La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) indique, dans son volet relatif à l'offre d'énergie (partie 2.3. l'offre en gaz renouvelable : le biogaz) que, si des dispositifs adéquats sont mis en place, une production de biométhane de 6,1 TWh par an (hypothèse basse) pourra être partiellement orientée vers l'usage carburant à hauteur de 20 % de la consommation de GNV en 2023, soit environ 2 TWh de bioGNV.

Développement des biocarburants

Dans le cadre du paquet Energie-Climat, l'Union européenne a adopté les directives 2009/28/CE (relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables) et 2009/30CE (concernant la qualité de l'essence et des carburants diesel). Ces deux directives fixent des objectifs d'utilisation d'énergies renouvelables (pour la France, 23 % de son mix énergétique et 10 % dans le secteur des transports) et de réduction de 6 % des émissions de gaz à effet de serre dans les transports, à l'horizon 2020.

Elles précisent que seuls les biocarburants et les bioliquides qui respectent les critères de durabilité prévus pourront être pris en compte pour l'atteinte des objectifs susmentionnés ou pour déterminer l'admissibilité à une aide financière pour leur consommation.

Ces critères de durabilité s'appliquent aux biocarburants consommés dans l'Union européenne indépendamment du fait que les matières premières utilisées ont été cultivées sur ou en dehors du territoire de l'Union européenne et à toutes les filières. Ce régime de durabilité constitue, au niveau mondial, le programme de viabilité le plus complet afin d'éviter les effets secondaires négatifs de la production de biocarburants. L'ensemble de ces mesures a été transposé en France.

En ce qui concerne les changements d'affectation des sols indirects (CASI) liés au développement des biocarburants de première génération (produits à partir de matières premières alimentaires), la Commission européenne a proposé de fixer un plafond pour les biocarburants qui ont un effet CASI tout en préservant les investissement réalisés. La directive 2015/1513 du 9 septembre 2015 fixe un niveau maximal de 7 % de la consommation finale d'énergie dans les transports en 2020 pour les biocarburants de première génération qui ont un effet CASI. Elle prévoit également une incitation à la transition vers les biocarburants produits à partir de matières premières n'entrant pas en concurrence avec l'alimentation, en demandant aux États membres de fixer des objectifs nationaux sur la base d'une valeur de référence minimale de 0,5%.

Au-delà des distinctions entre les différents procédés technologiques, les récents débats autour du changement d'affectation des sols ont mis en lumière une nouvelle distinction entre les biocarburants produits à partir de cultures alimentaires ou consommatrices de terres arables (cultures dédiées) et les biocarburants produits à partir de déchets et de résidus.

Un dispositif de « double compte » favorise le développement des biocarburants avancés (issus de déchets, de résidus ou de matières lignocellulosiques). Pour les biocarburants du futur (éthanol ou bioessence de synthèse et biodiesel de synthèse) issus de lignocellulose, un dispositif adapté devra être mis en place (comptage multiple, sous objectif dédié....) de manière à permettre à ces produits d'accéder à un marché déjà structuré, en dépit de leur surcoût.

Sur la base notamment des travaux, hypothèses et évaluations retenus par le groupe de travail « biocarburants » dans le cadre du plan industriel de la Nouvelle France Industrielle « Chimie verte et biocarburants »[11], les objectifs pour les biocarburants avancés pourraient être les suivants :

[11] Ces derniers tiennent compte d'une hypothèse de rééquilibrage gazole/essence visant à ramener le ratio à la

- pour la filière essence, les objectifs sont respectivement de 1,6 % et de 3,4 % en 2018 et 2023
- et pour la filière gazole, les objectifs sont de 1 % et 2,3 %.

Néanmoins, au-delà de leur nécessaire compatibilité avec les caractéristiques des véhicules, leur atteinte supposerait :

- que la Commission européenne autorise des carburants à plus forte teneur en biocarburants, ce que la France soutiendra ;
- que des matières premières qui ne figurent pas actuellement à l'annexe IX de la directive énergies renouvelables 2009/28, modifiée par la directive 2015/213 puissent également être considérées comme des résidus de transformation.

Si l'ensemble de ces conditions ne pouvaient être réunies, il serait nécessaire de réajuster ces objectifs.

Les objectifs relatifs aux biocarburants avancés ont été déterminés en tenant compte des hypothèses indiquées ci-dessus et des dates d'arrivée optimales sur le marché des biocarburants avancés. Ainsi, le développement des technologies des filières ligno-cellulosiques (voies biologique et thermochimique) devrait permettre une arrivée plus précoce de la filière bio-éthanol par rapport à la filière biodiesel. Enfin, les travaux ont également tenus compte, et cela influe sur les objectifs de biocarburants avancés, des reconversions des unités existantes en bioéthanol.

Depuis 2005, la TGAP a conduit à une accélération du développement des biocarburants en France. Elle peut être considérée comme une quasi-obligation d'incorporer des biocarburants au niveau fixé.

- Le SP95-E10. Depuis le 1er avril 2009, le SP95-E10 (carburant limité à 10 % en volume d'éthanol) est vendu en parallèle du supercarburant sans plomb traditionnel (carburant limité à 5 % en volume d'éthanol). En 2015, sur l'ensemble des stations-service d'un débit annuel de plus de 500 m3, 5 006 proposaient le SP95-E10 à la vente, soit plus de 52 % du parc national. Le SP95-E10 représente 31,2 % du volume vendu des essences, soit davantage que la part du SP98, inférieure à 19,9 %.

- Le gazole B8. L'arrêté du 31 décembre 2014 modifiant l'arrêté du 23 décembre 1999 relatif aux caractéristiques du gazole et du gazole grand froid a fait passer de 7 % à 8 % en volume la teneur maximale en EMAG (Esters Méthyliques d'Acide Gras) du gazole. Cette évolution doit permettre aux opérateurs pétroliers d'atteindre plus facilement l'objectif d'incorporation de biocarburants qui leur est fixé.

- Le gazole B30. Le gazole B30 contient 30 % en volume d'EMAG. Il est autorisé pour les véhicules de flottes captives disposant d'une logistique carburant dédiée. Ce carburant n'est pas disponible à la vente au grand public, dans la mesure où il nécessite des conditions de maintenance adaptées.

- Le superéthanol E85. Destiné aux véhicules à carburant modulable (également appelés « flex fuel »), ce carburant est composé d'éthanol (au moins 65 %) et de supercarburant (au moins 15 %). En 2015, 580 stations-service commercialisent ce carburant, parmi lesquelles 200 ont ouvert au cours de l'année 2014, et 30 000 véhicules prévus pour fonctionner avec ce carburant ont été immatriculés depuis 2006.Le gazole B10.

- Le gazole B10. Il contient jusqu'à 10 % en volume d'EMAG. Ce carburant pourra être mis à la consommation en France dès que la directive qualité des carburants l'aura reconnu.

- ED95. Il contient 95 % d'éthanol d'origine agricole et il est destiné à des véhicules lourds de flottes captives.

Des critères de durabilité s'appliquent aux biocarburants consommés dans l'Union européenne indépendamment du fait que les matières premières utilisées ont été cultivées sur ou en dehors du territoire de l'Union européenne et à toutes les filières. Ce régime de durabilité constitue, au niveau mondial, le programme de viabilité le plus complet permettant de maîtriser les impacts de l'utilisation des biocarburants. L'ensemble de ces mesures a été transposé en France.

En ce qui concerne les changements d'affectation des sols indirects (CASI) liés au développement des biocarburants de première génération (produits à partir de matières premières alimentaires), la Commission européenne a proposé de fixer un plafond pour les biocarburants qui ont un effet CASI tout en préservant les investissement réalisés. La directive 2015/1513 du 9 septembre 2015 fixe un

moyenne européenne actuelle, soit 3, permettant d'améliorer la compétitivité du raffinage national et de réduire la vulnérabilité vis-à-vis des importations de gazole et des exportations d'essence.

niveau maximal de 7 % de la consommation finale d'énergie dans les transports en 2020 pour les biocarburants de première génération qui ont un effet CASI.

Elle prévoit également une incitation à la transition vers les biocarburants produits à partir de matières premières n'entrant pas en concurrence avec l'alimentation, en demandant aux États membres de fixer des objectifs nationaux sur la base d'une valeur de référence minimale de 0,5 %.

Ainsi, en France, les biocarburants produits à partir de déchets et de résidus peuvent bénéficier du double comptage au titre de la TGAP. Cela signifie que la part de ces biocarburants est comptée deux fois pour l'atteinte de l'objectif d'incorporation. Le double comptage donne un avantage compétitif aux produits concernés et répond ainsi à la préoccupation de développer des biocarburants n'entrant pas en concurrence avec l'alimentation tout en contribuant à la valorisation des huiles alimentaires usagées, des graisses animales ou des marcs et lies de vin. L'arrêté du 21 mars 2014 fixe les modalités d'application du double comptage pour l'année 2014. Il limite la quantité de biocarburants pouvant bénéficier de cet avantage à 0,35 % d'incorporation pour la filière gazole et 0,25 % pour la filière essence. Ce dispositif permet de limiter les effets d'aubaine qui ont conduit à une importation massive de déchets ou de biocarburants issus de déchets en 2011.

Anticiper le rôle de l'hydrogène

L'hydrogène est un vecteur énergétique aux usages multiples, depuis le stockage d'énergie produite à partir d'électricité renouvelable en passant par les véhicules électriques alimentés par des piles à hydrogène.

L'hydrogène est l'une des solutions pour favoriser les interactions entre les différentes énergies et diminuer ainsi les émissions de gaz à effet de serre issues de la production énergétique française et du secteur des transports.

La stratégie française consiste à privilégier une approche de « flottes captives » de véhicules afin de maximiser l'utilisation d'infrastructures présentes et développer ainsi un maillage par capillarité.

L'article 121 de la loi de transition énergétique pour la croissance verte prévoit l'élaboration d'un plan de développement du stockage des énergies renouvelables par hydrogène décarboné, déjà testé dans plusieurs démonstrateurs pour utiliser le surplus de production intermittente et optimiser ainsi l'équilibre offre-demande d'électricité. Le plan traitera notamment de la promotion des innovations technologiques notamment les piles à combustibles et du déploiement de stations de distribution à hydrogène ainsi que de l'adaptation des réglementations pour permettre le déploiement de ces nouvelles applications de l'hydrogène, telles que la conversion d'électricité en gaz.

7.3.4. Définition des territoires et réseaux prioritaires pour les infrastructures

La définition des territoires et des réseaux prioritaires pour les infrastructures implique de prendre en compte plusieurs paramètres :

- le retour d'expériences de la mise en place d'infrastructures que cela soit en matière de GNV (on peut citer ici l'expérimentation en Rhône-Alpes), ou d'hydrogène (projet Hyway en Rhône-Alpes ou le département de la Manche) ;
- les besoins individuels et collectifs des carburants alternatifs ;
- le coût des investissements ;
- les types de carburants (électrique, GNV, GPL, hydrogène) pour lesquels, les contraintes de raccordement au réseau varient.

Définir une stratégie descendante (« top down ») d'infrastructures visant à assurer un bon maillage territorial peut conduire à installer des stations qui seront peu ou pas utilisées par manque de véhicules.

Inversement, une stratégie ascendante (« bottom up ») nécessite de définir le bon périmètre de la demande et de l'offre d'infrastructure correspondante au risque de freiner le développement du carburant alternatif et de générer des inégalités territoriales.

En matière de GNV, selon certains acteurs du marché, un maillage stratégique d'infrastructure d'avitaillement pourrait conduire à un dimensionnement estimé à 250 stations en 2020 et 300 stations

en 2025.

En matière d'hydrogène, le consortium H2 Mobilité France estime qu'en 2030, le marché français comprendra 600 stations de recharge pour 800 000 véhicules en privilégiant une approche de « flottes captives », d'abord pour les véhicules professionnels puis pour les véhicules particuliers. La feuille de route mobilité hydrogène du Plan Nouvelle France Industrielle propose un objectif ambitieux de 100 stations en 2020 pour 1 000 véhicules afin de créer un premier maillage du territoire contre 7 opérationnelles à fin 2015 et 20 d'ici la fin 2016.

En tout état de cause, il importera que les objectifs précis sur la densité de stations de distribution des différents carburants alternatifs, tiennent compte des besoins d'accessibilité, de sécurité et de pertinence économique.

Des réunions avec l'ensemble des parties prenantes ont été mis en place afin de travailler sur le rapprochement des analyses ascendante et descendante et d'identifier, sur les bases des paramètres pré-cités, ces territoires et réseaux prioritaires.

Encadré : Recensement des points de recharge et de stations de distribution pour les carburants alternatifs

Pour le GNV :

http://www.gnvert-gdfsuez.com/nos-stations-2/carte-des-stations-ouvertes-au-public/

Pour les bornes de recharge électriques :

https://fr.chargemap.com/

http://www.avere-france.org/

http://www.gireve.com/fr/index.html

Pour l'hydrogène :

http://byzance.io/afhypac/carte-projets/

Il convient de rappeler que certains systèmes « carburants » sont encore en phase d'expérimentation ce qui conduit aujourd'hui à valoriser une stratégie de la diversification plutôt que d'arrêter des choix potentiellement préjudiciables pour l'avenir.

7.4. Optimisation des véhicules et réseaux existants

Trajectoires, cibles et orientations

- Pour le transport de marchandises, le taux de remplissage moyen passe de 7 tonnes en 2010 à 8,7 tonnes en 2035, soit une augmentation de 24 % via notamment des démarches volontaires.
- La réduction des vitesses de circulation sur les réseaux interurbains permet une diminution de 3 % de la consommation de l'ensemble du secteur.

Actions engagées

- Publication en 2016 de l'étude relative à l'évaluation des bénéfices socio-économiques de différents scénarios de réduction des vitesses ;
- Publication du bilan des expérimentations en matière de déploiement des systèmes de gestion dynamique des trafics routiers ;
- Evaluation au cours de la première période de la PPE de l'opportunité de réserver, sur les autoroutes et les routes nationales à 2x2 voies au moins et congestionnées, une voie aux transports en commun, aux taxis, à l'auto-partage, aux véhicules à très faibles émissions et au covoiturage ;
- Publication en 2016 de l'ordonnance et des textes réglementaires sur la base des expérimentations en cours des véhicules autonomes sur la voie publique ;
- Finalisation des actions inscrites dans le cadre de la démarche « Fret 21 » ;
- Poursuite des travaux conduits en matière de réutilisation des données pour les services d'information multimodale ; la FRTE 2016 propose la mise en place d'un observatoire ;
- Renforcement de la démarche d'engagement volontaire « CO_2 les transporteurs s'engagent » par un dispositif de labellisation « objectif CO_2 » pour le transport routier de marchandises.

Actions nouvelles

- Accompagnement de la démarche d'engagement volontaire « CO_2 les transporteurs s'engagent » par un dispositif de labellisation « objectif CO_2 » pour le transport routier de voyageurs
- Mise en œuvre du cadre national favorisant la signature de chartes locales pour une logistique durable en ville : accompagnement des collectivités et recueil d'expériences ;
- Exploitation des enseignements de l'étude prospective en cours portant sur les enjeux, les freins et les leviers de la collaboration et de la mutualisation logistique ;
- Exploitation des enseignements de l'expérimentation de la baisse de la vitesse maximale autorisée de 90 km/h à 80 km/h sur quatre tronçons de routes secondaires et de l'étude sur l'impact socio-économique de la baisse des limitations de vitesse.

7.4.1. Cadre issu de la LTECV

Afin d'optimiser la gestion de la voirie routière, l'opportunité de réserver, sur les autoroutes et les routes nationales, une voie aux transports en commun, aux taxis, à l'auto-partage, aux véhicules à très faibles émissions et au covoiturage sera évaluée, ainsi que les impacts que de telles mesures sont susceptibles de produire en termes de décongestion. Le maire peut dorénavant fixer pour tout ou partie des voies de son agglomération, une vitesse maximale autorisée inférieure à celle prévue par le code de la route, eu égard notamment à une nécessité de protection de l'environnement.

Pour le développement d'une mobilité faisant appel à des véhicules permettant de nouvelles optimisations, le Gouvernement a pris par ordonnance les mesures[12] afin de permettre la circulation sur la voie publique de véhicules à délégation partielle ou totale de conduite, à des fins expérimentales.

[12] Ordonnance n° 2016-1057 du 3 août 2016 relative à l'expérimentation de véhicules à délégation de conduite sur les voies publiques

7.4.2. Mesures d'accompagnement engagées

Une étude est en cours afin d'évaluer les bénéfices socio-économiques de différents scénarios de réduction des vitesses.

L'Etat et les collectivités encourageront le déploiement des systèmes de gestion dynamique du trafic routier adaptés aux conditions locales (régulation de vitesses, régulation d'accès, régulation des usages de la voirie). Un bilan des expérimentations et des déploiements est en cours de réalisation.

En ce qui concerne le cadre relatif aux expérimentations des véhicules autonomes sur la voie publique, les textes réglementaires sont en cours d'élaboration ; des autorisations d'expérimentation ont d'ores et déjà été accordées.

7.4.3. Autres orientations et pistes d'actions

Priorités d'investissement

La modernisation du réseau existant, la poursuite des opérations de désenclavement, la décongestion des axes les plus encombrés sont des priorités pour l'investissement.

Le volet « mobilité multimodale » des contrats de plan Etat-Régions donne la priorité à la modernisation du réseau routier national, à la rénovation et la modernisation du réseau ferroviaire existant ainsi qu'à l'accroissement des performances du réseau fluvial à grand gabarit actuel.

Afin d'assurer l'avenir des réseaux routiers et fluviaux dans les territoires, un plan gouvernemental d'investissements dans les réseaux existants est mis en place. Plus de 150 chantiers de réfection du réseau routier national non concédé et de modernisation des voies navigables, les plus urgents, prêts à être lancés, ont été engagés partout en France en 2016. Ce plan est au cœur de la politique gouvernementale en faveur du patrimoine routier et fluvial, pour des territoires ruraux vivant autour de ces axes de communication qui leur sont essentiels.

Un plan de sauvegarde du réseau capillaire fret est lancé porté par une démarche locale pour chaque ligne. Dans le cadre de la loi NOTRe [13] il a été donné la possibilité aux régions et intercommunalités de devenir propriétaires de ces lignes. Ainsi, l'effet de levier de l'ensemble des cofinancements atteindra plus de 100 millions d'euros d'investissements sur la période 2015-2017.

Optimisation de l'usage des réseaux routiers, développement de la gestion dynamique de trafic

L'optimisation de l'utilisation des réseaux routiers constitue une priorité réaffirmée des politiques publiques, et rappelée notamment dans le rapport Mobilité 21 qui la considère comme un élément de réponse important aux besoins de déplacement. En particulier, les mesures de gestion dynamique du trafic ont pour but d'optimiser l'usage des capacités disponibles (par exemple : régulation des accès ; régulation dynamique des vitesses ; affectation dynamique de certaines voies à certaines heures en fonction du trafic ; interdiction temporaire de dépassement pour les poids lourds, voies réservées au covoiturage).

Diverses actions de gestion dynamique sont déjà en place, tant sur le réseau routier national que sur les réseaux des collectivités locales. La coordination des différents gestionnaires constitue souvent un élément-clé de l'efficacité de ces actions.

Diversification des fonctionnalités de la route – route à énergie positive

Les gestionnaires des réseaux routiers doivent répondre à la demande des usagers de pouvoir circuler sans restriction sur un réseau routier sûr, incluant un nombre croissant de services. Pour cela, les infrastructures doivent être entretenues sans gêne de la circulation et supporter avec résilience les événements climatiques violents. Elles nécessitent également de répondre à la demande sociétale d'une réduction des nuisances et des impacts environnementaux négatifs.

Dans ce contexte, les progrès technologiques récents permettent de proposer des solutions à même d'être déployées à grande échelle : production et échange d'énergie, communication entre l'infrastructure, le véhicule et le gestionnaire du réseau ; matériaux recyclables capables de s'auto-diagnostiquer et de s'auto-réparer ; état de surface optimal en permanence malgré les variations climatiques, etc. Ces progrès technologiques peuvent ainsi faire de la route un axe de transport mais

[13] Loi n° 2015-991 du 7 août 2015 portant nouvelle organisation territoriale de la République

également une source de production d'énergie propre et renouvelable sans consommation d'espace supplémentaire.

L'efficacité énergétique des réseaux routiers est un enjeu déterminant dans le contexte de la transition énergétique : 88 % du trafic intérieur de voyageurs, 85 % du trafic terrestre de marchandises, et 80 % de la consommation énergétique de transports se fait sur route. De plus, 2,4 millions d'emplois sont liés à la route, dans les activités de production, d'usage, de transport ou d'infrastructures.

Encadré : actions publiques et engagements des secteurs en faveur de l'efficacité énergétique de la route

Dès 2009, le ministère de l'écologie, l'Association des départements de France, la Fédération Syntec Ingénierie et les entreprises de travaux publics ont signé une convention d'engagement volontaire dont l'objectif était de concevoir, construire, aménager et entretenir des infrastructures routières ou des voiries urbaines performantes sur le plan économique, responsables sur le plan social et respectueuses de l'environnement.

La feuille de route du gouvernement pour la transition écologique du 4 février 2015 comporte une mesure prévoyant que les acteurs économiques s'engagent, au côté de l'Etat et des collectivités, à travers une convention nationale et des partenariats de projets, pour le développement des systèmes routiers économes en énergie dits « routes à énergie positive ». Dans ce cadre, les Ministres ont signé le 20 avril 2015 une convention d'engagement avec la Fédération nationale des travaux publics (FNTP), l'Union des syndicats de l'industrie routière française (USIRF) et l'Institut des routes, des rues et des infrastructures pour la mobilité (IDRRIM). Cette convention vise à proposer des démonstrateurs et à définir un contrat et une feuille de route d'innovation de la filière routière française pour contribuer à la transition énergétique, notamment par :

- l'utilisation de techniques et matériaux économes en énergie,
- le recyclage de matériaux,
- l'efficacité énergétique des équipements de la route,
- la capacité de stockage et de restitution d'énergie thermique des chaussées,
- l'intégration de production électrique (photovoltaïque, éoliennes, piézo-électricité),
- la conception modulaire, permettant d'optimiser l'entretien ou le renouvellement,
- la capacité dépolluante des revêtements,
- la recharge électrique par induction.

L'enjeu, pour la plupart de ces « briques » d'innovation, est maintenant de passer de prototypes à des démonstrateurs testés en vraie grandeur.

L'appel à projet « route du futur », ouvert du 15 juillet 2015 au 1er octobre 2016, s'inscrit dans le cadre du Programme des Investissements d'Avenir (PIA). Il vise à financer des projets de recherche et développement dans le domaine des infrastructures routières localisées sur le territoire national, développant des technologies, des procédés, des services et des solutions industrielles ambitieuses, innovantes et durables en matière d'infrastructures routières qui répondent à un marché. Les projets peuvent porter sur :

- construction et entretien écologiques ;
- insertion dans les chaînes de production/stockage/distribution d'énergies ;
- optimisation intégrée construction/entretien/exploitation ;
- technologies de l'information et de la communication.

Le plan de déploiement de la route à énergie positive (détaillé en partie 8. ci-dessous), annoncé par la Ministre lors de la COP21, a pour objectif de lancer sous deux ans des démonstrateurs pour la production de chaleur et d'électricité, afin de permettre un déploiement de réalisations concrètes sous 5 ans. Ce plan vise à atteindre l'objectif de 1000 km de routes à énergie positive.

Optimisation du transport routier de marchandises

En matière de mobilité durable, l'optimisation du transport routier s'appuie en premier lieu sur des démarches volontaires. Ces démarches s'intègrent dans un dispositif d'ensemble couvrant à la fois les engagements volontaires, l'information des marchés et la valorisation ou le financement de ces actions. (cf. partie 8. ci-après).

Charte « Objectif CO_2*, les transporteurs s'engagent »*

Ainsi, la démarche « Objectif CO_2, les transporteurs s'engagent » est un dispositif national, à l'initiative des pouvoirs publics et des organisations professionnelles. Il propose aux transporteurs un référentiel global et structurant en matière de réduction de leurs émissions de CO_2. La démarche a déjà fédéré plus de 1 200 entreprises de transport routier de marchandises et de voyageurs permettant ainsi d'éviter l'émission d'un million de tonnes de CO_2.

Dans le cadre de cette démarche, chaque entreprise s'engage, pour une période de 3 ans, à atteindre un objectif global de réduction des émissions de CO_2. A cette fin, elle met en place un plan d'actions concrètes et personnalisées réparties selon 4 axes : le véhicule, le carburant, le conducteur, l'organisation des flux. Ce dernier axe comporte une action « optimisation du chargement des véhicules » qui prévoit différentes solutions visant à optimiser le coefficient de chargement des véhicules et la réduction des trajets à vide.

Encadré : Formation à l'éco-conduite des conducteurs de poids-lourds

Dans le cadre de la démarche « Objectif CO_2, les transporteurs s'engagent », les entreprises de transport routier de marchandises peuvent s'engager dans une démarche volontaire de formation à l'éco-conduite des conducteurs professionnels, allant au-delà des obligations réglementaires.

La première formation à l'éco-conduite consiste à sensibiliser le conducteur aux enjeux et aux moyens d'adapter une conduite économe (partie théorique) et à les mettre en pratique accompagné par un formateur qui observe sa pratique, le conseille et met en valeur les gains réalisés sur la consommation de carburant et sur les émissions de CO_2.

Les formations régulières à l'éco-conduite, soutenues notamment par le dispositif des certificats d'économies d'énergie, permettent d'entretenir ces gains via des formations de rappel et des séances de sensibilisation sur des thèmes spécifiques tels que l'utilisation du moteur à l'arrêt, l'optimisation de l'usage de la climatisation, la vérification des pneumatiques…

Enfin, pour pérenniser les gains réalisés et modifier durablement les comportements des conducteurs, le management de l'entreprise peut intégrer ce concept et mettre en place des solutions incitatives (objectifs globaux ou individuels, challenge, primes…).

Label « Objectif CO_2 *»*

Afin de valoriser les résultats concrets des entreprises en matière de performance environnementale et d'atteinte de leurs objectifs, les organisations professionnelles et les pouvoirs publics ont la volonté d'aller plus loin en renforçant la démarche « Objectif CO_2, les transporteurs s'engagent » par la mise en place d'un dispositif de labellisation. Le label distingue les entreprises de transport ayant atteint un haut niveau de performance en matière d'émissions de CO_2. Ce label, d'une validité de 3 ans, est obtenu, dans un premier temps, par toute entreprise de TRM pour compte d'autrui, qu'elle soit ou non signataire de la charte, sur la base d'un audit réalisé par un organisme indépendant et qualifié.

Démarche « Fret 21 »

Comme la démarche « Objectif CO_2, les transporteurs s'engagent », « Fret 21 » est une démarche d'engagement volontaire co-construite avec les donneurs d'ordre des transporteurs. Elle a pour objectif d'inciter ces donneurs d'ordre à mieux intégrer l'impact des transports dans leur stratégie de développement durable.

Chaque entreprise volontaire signe un accord avec l'ADEME par lequel elle précise un objectif de réduction des émissions de CO_2 et s'engage à mettre en œuvre des actions pour y parvenir. Ces actions sont réparties selon quatre axes : taux de chargement, distance parcourue, moyen de transport, achat des prestations. La démarche est actuellement en phase expérimentale. La rédaction

des actions est en cours de finalisation. Le contenu de certains axes pourra être ajusté dans un objectif de cohérence avec d'autres dispositifs et notamment entre les chartes d'engagement volontaires des transporteurs et des chargeurs.

Optimisation des flux logistiques

Par le biais d'une démarche collaborative rassemblant toutes les parties prenantes, les pouvoirs publics souhaitent mettre au point une stratégie d'amélioration de la performance logistique nationale, qui sera matérialisée dans la Stratégie France Logistique 2025. Cet objectif constitue un enjeu, tant environnemental qu'économique, pour le pavillon français.

Plusieurs leviers permettent l'intégration du transport routier dans une chaîne logistique durable. Outre la modernisation du parc et l'essor de motorisations liées aux énergies plus propres (gaz, électricité), l'optimisation des flux et leur massification répondent aux exigences de la logistique durable. Ces exigences, si elles relèvent d'abord de la compétence des entreprises de transport (mise en place de tournées, optimisation du remplissage...), peuvent être optimisées par l'action de l'ensemble des parties prenantes sur le développement ou le renforcement de zones logistiques et de nœuds intermodaux, en vue de favoriser la mutualisation des flux entre acteurs, et le transport combiné dans lesquels le transport routier demeurera l'interface incontournable.

Par ailleurs, les technologies de traitement de l'information constituent, outre une source d'amélioration de la compétitivité, un outil d'amélioration de la performance environnementale du transport routier de marchandises et de la chaîne logistique.

Encadré : focus sur l'optimisation des chargements

L'optimisation des chargements participe à l'amélioration de la productivité des véhicules. Il est donc un objectif constant des entreprises de TRM. Il s'agit là d'un impératif de bonne gestion et de rentabilité, relevant de la logique économique.

Pour l'activité de transport pour compte d'autrui, le taux de kilomètres en charge est passé de 85,3 % en 2010 à 86,9 % en 2014. L'optimisation des chargements et la rationalisation des flux constituent des actions identifiées dans le cadre des outils méthodologiques développés par la démarche « Objectif CO_2, les transporteurs s'engagent ».

L'échange de données, l'électronique embarquée, les bourses de fret, l'intégration du transporteur dans un groupement permettant de mutualiser et de rationaliser les flux sont autant d'outils susceptibles d'être mobilisés pour améliorer encore le taux de chargement.

Logistique urbaine

La logistique urbaine représente des enjeux considérables pour le fonctionnement et la qualité de vie dans nos villes : les livraisons en ville représentent 20 % du trafic, 30 % de l'occupation de la voirie, 30 % des émissions de gaz à effet de serre des transports en ville ; le dernier kilomètre représente 20 % des coûts logistiques. Si le transport de marchandises contribue aux émissions de gaz à effet de serre, à la pollution de l'air et aux nuisances sonores, il reste néanmoins un élément indispensable au dynamisme des villes. Des possibilités d'amélioration existent. Certaines collectivités ont d'ores et déjà engagé des démarches d'amélioration de la performance de la logistique urbaine.

Le Gouvernement a décidé de favoriser les échanges et la mutualisation de bonnes pratiques, en fournissant un cadre national pour les chartes de logistique urbaine durable.

Afin de promouvoir les engagements volontaires en matière de livraison propre de marchandises en ville, ce cadre national permettra notamment le rapprochement entre les acteurs économiques et les collectivités. Le cadre national favorisera la signature de chartes locales pour une logistique durable en ville, sur la base du volontariat.

Les grands principes guidant l'élaboration d'une telle démarche sont les suivants :

- une concertation des acteurs impliqués pour harmoniser les volontés des collectivités et les réalités économiques des partenaires ;
- un périmètre adapté aux problématiques de logistique urbaine : ville ou agglomération,

département dans certains cas particuliers ;

- des signataires s'engageant sur des actions à mener et, dans la mesure du possible, sur des objectifs de résultat.

Le cadre national ne vise pas de caractère prescriptif mais donne des principes qui pourront être déclinés localement afin de s'adapter au mieux aux spécificités géographiques, environnementales et aux nécessités du développement économique des territoires concernés. Les chartes portent sur la mise en œuvre d'actions concernant les collectivités, les transporteurs, livreurs et logisticiens. Les leviers d'action peuvent être la gestion des livraisons, le développement de véhicules propres,…

Ce cadre national sera accompagné d'une « boîte à outils » à l'attention des collectivités et des acteurs concernés, qui comporte un outil permettant de situer la collectivité en termes de maturité logistique et des « fiches actions », en cours de finalisation, sur différentes thématiques : diagnostic, concertation, livraison, espaces logistiques. Ces outils pourront être expérimentés en 2016 par des collectivités volontaires.

Par ailleurs, afin d'optimiser la livraison du dernier kilomètre, une étude prospective démarrée en 2016, porte sur les enjeux, les freins et les leviers de la collaboration et de la mutualisation logistique.

Le numérique au service de la mobilité – systèmes de transports intelligents (STI)

Les STI deviennent un levier majeur des politiques des transports, car ils constituent :

- un outil des politiques multimodales, le développement des chaînes et parcours intermodaux étant lié à celui d'une information intégrée, de l'origine à la destination ;
- une aide aux gestionnaires des réseaux de transports, pour optimiser l'utilisation de ces réseaux, notamment en situation de saturation, et réduire leurs coûts d'exploitation ;
- un outil au service des objectifs environnementaux, notamment via la collecte par les STI de données sur l'impact environnemental de la mobilité et grâce à l'adoption de comportements vertueux par les usagers, dès lors qu'ils sont correctement informés ;
- un outil au service des enjeux de sécurité ;
- un marché croissant porteur d'emplois.

Sur ce sujet, les principaux axes d'action publique engagés consistent en :

- La création d'un cadre favorable à l'innovation et au pré-déploiement, et notamment :
  - Le déploiement d'un projet pilote de systèmes coopératifs (véhicule connecté) : le ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer coordonne un projet de déploiement pilote de STI coopératifs débuté en 2014. Ce projet, SCOOP@F, doit préparer un déploiement national à partir d'un test réalisé en 2016 sur une grande échelle et dans des configurations variées (autoroutes, routes et rues).
    - Le projet prévoit d'équiper plus de 3 000 véhicules et 2 000 km de routes et rues. Il est conduit en partenariat avec des collectivités locales, des gestionnaires du réseau routier national, des constructeurs automobiles (PSA, Renault) et des équipementiers, des centres d'études, universités et instituts de recherche.
  - Le développement des expérimentations de véhicules autonomes sur la voie publique

- Le développement de l'information multimodale grâce à une politique d'ouverture des données pour ces services

- Et, d'un point de vue plus technique :
  - La mise en avant de services phares, exprimant les priorités communes des usagers et des autorités publiques,
  - Le développement des spécifications (définition du service et de ses fonctionnalités ; niveau de service ; définition des rôles) et des référentiels d'interopérabilité technique.

La stratégie « Mobilité 2.0 » vise à faciliter le déploiement des STI pour répondre aux objectifs de sécurité, de gestion optimale des réseaux et des trafics, de lutte contre le changement climatique et les nuisances, et de protection des données. Elle est adaptative, destinée à être complétée ou approfondie en fonction de l'évolution des techniques et des marchés, particulièrement rapide. Elle sera adaptée en fonction du contexte, des évolutions technologiques et du bilan des actions déjà engagées.

Le rapport « Jutand », remis le 12 mars 2015, recommande l'ouverture des données des services publics de transports et des services de mobilité (vélo, autopartage, covoiturage, stationnement). Il recommande également de rendre utilisables les calculateurs d'itinéraires mis en place par des autorités organisatrices de transports.

L'article 4 de la loi n° 2015-990 du 6 août 2015 pour la croissance, l'activité et l'égalité des chances économiques ouvre les données des services réguliers de transport public et des services de mobilité ainsi que l'accès aux calculateurs d'itinéraire des collectivités territoriales. Cette loi pose le principe d'une diffusion et d'une réutilisation libre, gratuite et immédiate des données. Cette ouverture des données lève le principal obstacle pour la réalisation de services d'information multimodale. Des travaux sont conduits en ce sens afin de fournir une plateforme digitale de la mobilité.

Par ailleurs, l'émergence d'un « pass mobilité numérique » est encouragée, et plus largement, une réflexion est engagée sur les enjeux du numérique aux transports urbains, de voyageurs et de marchandises. Le programme investissements d'avenir (PIA) a publié deux appels à projets (« véhicule routier du futur » et « mobilité et logistique ») qui sont largement ouverts aux solutions transports intelligents (« ITS »).

7.5. Amélioration des reports modaux

Trajectoires, cibles et orientations

- Pour le transport de marchandises, 20 % du fret est prévu non routier en 2030.
- La part des transports publics dans la mobilité courte distance visée est en augmentation, soutenue notamment par de nouvelles infrastructures.
- La part des modes doux (marche et vélo) qui était en 2008 de 2,7 % (en nombre de déplacements dans les transports de courte distance) vise à atteindre 12,5 % en 2030.
- Le scénario de référence suppose une diminution de la part du routier et aérien domestique de l'ordre de 2 % dans les transports passagers motorisés et de 7 % pour les transports de marchandises au profit des autres modes, notamment du ferroviaire entre 2013 et la période 2024-2028.
- Pour le transport des personnes, l'Etat encourage le report modal du transport routier par véhicule individuel vers le transport ferroviaire, les transports collectifs routiers et les transports non motorisés.
- Pour le transport des marchandises, l'Etat accorde, en matière d'infrastructures, une priorité aux investissements de développement du ferroviaire, des voies d'eau et des infrastructures portuaires. Il soutient le développement des trafics de fret fluvial et ferroviaire, encourageant ainsi le report modal nécessaire pour réduire le risque routier.

Actions engagées

- Tirer les enseignements de l'étude sur la multifonctionnalité des pôles multimodaux de transport de voyageurs, incluant le développement des fonctions de tiers lieux de travail.
- Veiller à la mise en œuvre des projets concourant au développement des transports collectifs dans le cadre de l'appel à projets « transport en commun et mobilité durable ».
- Mise en œuvre des projets du Grand Paris Express.
- Mise en œuvre de la feuille de route pour un nouvel avenir des Trains d'Equilibre du Territoire (TET) et élaboration d'une nouvelle convention avec SNCF Mobilités afin d'adapter l'offre des Trains d'Equilibre du Territoire (TET).
- Mise en œuvre du 2ème plan d'action pour les mobilités actives.
- Institution de l'indemnité kilométrique vélo[14], de la réduction d'impôt pour les entreprises pour mise à disposition d'une flotte de vélos[15] , de l'obligation de stationnement vélo et de pré-équipement pour les véhicules électriques à la construction de bâtiments (nombre minimal de places)[16].
- Inclusion du développement des vélos-routes dans les contrats de plan Etat-région
- Mise en œuvre du plan d'action pour le développement du fret fluvial
- Mise en œuvre du plan d'action pour la relance du fret ferroviaire.

Actions nouvelles

- Suivi du développement du marché des bus interurbains (Loi « Macron ») et de leur impact sur les usages de mobilité.
- Bilan de l'appel à projet transports collectifs de décembre 2014 et de l'appel à projet « villes respirables » en vue d'un éventuel nouvel appel à projet.
- Bilan de l'indemnité kilométrique vélo deux ans après sa mise en œuvre effective.
- Inciter les armateurs maritimes à traiter de façon équivalente les modes terrestres assurant les liaisons entre les ports et l'intérieur pour développer le transport massifié.

[14] Décret n° 2016-144 du 11 février 2016 relatif au versement d'une indemnité kilométrique vélo par les employeurs privés
[15] Décret n° 2016-179 du 22 février 2016 relatif aux modalités d'application de la réduction d'impôt pour mise à disposition d'une flotte de vélos prévue à l'article 220 undecies A du code général des impôts
[16] Décret n° 2016-968 du 13 juillet 2016 relatif aux installations dédiées à la recharge des véhicules électriques ou hybrides rechargeables et aux infrastructures permettant le stationnement des vélos lors de la construction de bâtiments neufs

7.5.1. Cadre issu de la LTECV

La SNBC, prévoit en matière de report modal, de développer les modes et solutions de transport dans leur domaine en pertinence environnementale, économique et climatique, en fonction des territoires desservis. En milieu urbain dense, les transports par mode doux (marche, vélo) et les transports collectifs doivent être privilégiés. Pour le transport massifié de longue distance (plus de 500 km environ), mais aussi, pour toutes les liaisons pour lesquelles l'importance et les caractéristiques des flux permettent l'utilisation pertinente des moyens de transport massifié, la priorité doit aller au train et au fluvial. Le transport fluvial peut ainsi être pertinent sur des distances de moins de 500 km, pour la desserte des industries ou des agglomérations. Le développement de ces modes de transport massifiés doit ainsi améliorer la compétitivité de l'offre de transport à destination de l'industrie. L'articulation internationale renforcée est un des leviers structurants pour y parvenir. Il s'agit d'améliorer les services rendus, ce qui pourra nécessiter l'augmentation des investissements dans des infrastructures alternatives à la route. Le scénario de référence suppose une diminution de la part du routier et aérien domestique de l'ordre de 2 % dans les transports passagers motorisés et de 7% pour les transports de marchandises au profit des autres modes, notamment du ferroviaire entre 2013 et le 3ème budget carbone.

L'évolution du contexte et l'affinement des études prospectives ont conduit à la révision de ces objectifs dans le cadre de la préparation de la SNBC.

Les modes et solutions de transport alternatifs à la voiture individuelle ou non massifiés doivent être développés dans leur domaine de pertinence environnementale, économique et climatique, en fonction des territoires desservis.

Pour le transport des personnes, l'Etat encourage le report modal du transport routier par véhicule individuel vers le transport ferroviaire, les transports collectifs routiers et les transports non motorisés. Sur ce dernier point, les entreprises peuvent dorénavant bénéficier d'une réduction d'impôts lorsqu'elles mettent à disposition une flotte de vélos pour les déplacements domicile-travail de leurs salariés. Les employeurs prennent en charge, sous la forme d'une indemnité kilométrique vélo d'un montant de 25 centimes d'euro par kilomètre, tout ou partie des frais engagés par leurs salariés réalisant leurs déplacements domicile-travail, à vélo ou à vélo à assistance électrique.

Pour le transport des marchandises, l'Etat accorde, en matière d'infrastructures, une priorité aux investissements de développement du ferroviaire, des voies d'eau et des infrastructures portuaires. Il soutient le développement des trafics de fret fluvial et ferroviaire, encourageant ainsi le report modal nécessaire pour réduire le risque routier. Dans les marchés publics, la préférence, à égalité de prix ou d'équivalence d'offres, peut se faire au profit des offres qui favorisent l'utilisation du transport ferroviaire, du transport fluvial ou de tout mode de transport non polluant.

En matière de logistique urbaine, des expérimentations sont soutenues et valorisées pour créer des espaces logistiques et pour favoriser l'utilisation du transport ferroviaire et guidé, du transport fluvial et des véhicules routiers non polluants pour le transport des marchandises jusqu'au lieu de livraison finale. Les autorités organisatrices de transport peuvent, afin de réduire la congestion urbaine ainsi que les pollutions et nuisances affectant l'environnement, en cas d'inadaptation de l'offre privée à cette fin, organiser des services publics de transport de marchandises et de logistique urbaine.

7.5.2. Mesures d'accompagnement ou complémentaires engagées

Pour le transport des personnes

Afin de développer l'intermodalité voyageurs, une réflexion sur la conception, les fonctionnalités et la gestion des pôles multimodaux de transport de voyageurs est menée. Cette réflexion porte également sur l'offre de services partagés et de tiers-lieux de travail.

Les trains d'équilibre du territoire (TET) sont une composante essentielle de la desserte massifiée de nombreux territoires, et un outil majeur de la solidarité et de l'aménagement dans notre pays. Toutefois, ils ne répondent plus aujourd'hui de manière satisfaisante aux attentes, en dessertes comme en qualité. Pour y remédier, la feuille de route du Gouvernement pour un nouvel avenir des Trains d'Equilibre du Territoire vise à faire renaître cette offre de transports. Dans ce cadre, une nouvelle convention avec SNCF Mobilités sera élaborée, l'offre de TET sera adaptée aux nouveaux besoins de mobilité, le matériel roulant sera renouvelé et la qualité de service sera améliorée. De plus la convention entre SNCF Réseau et l'Etat doit prévoir pour les prochaines années l'amélioration des lignes du réseau classique permettant une utilisation optimale du nouveau matériel.

La loi du 4 août 2014 portant réforme ferroviaire prévoit l'élaboration d'un schéma national des services de transport. Celui-ci fixe les orientations de l'Etat concernant les services de transport ferroviaire de voyageurs d'intérêt national.

Pour permettre aux collectivités de développer les transports propres, une dotation dédiée au financement de projets de transports en commun en site propre est prévue. A ce titre, 5 milliards d'euros de prêts « Croissance verte » sont proposés par la Caisse des dépôts au taux avantageux de 1,75 % et disponibles depuis septembre 2014.

L'appel à projets « transport en commun et mobilité durable » soutiendra, tout au long des prochaines années, 99 projets concourant au développement des transports collectifs, visant notamment à favoriser le report modal de la voiture particulière vers les modes de transport moins polluants et plus économes en ressources fossiles.

Sous l'égide de la commission des comptes transports de la nation (CCTN), un point de l'ensemble des dispositifs d'aide à la mobilité propre (bilan des appels à projets TCSP, aides aux territoires à énergie positive pour la croissance verte, villes respirables, primes de conversion, ports à énergie positive, prêts croissance verte..) pourra être réalisé.

Le PAMA (cf. présentation au chapitre 8 ci-après) concrétise l'appui de l'Etat aux initiatives des collectivités locales et des associations d'usagers en créant un cadre pour accompagner et amplifier les dynamiques dans les territoires. Il affirme son rôle de facilitateur et d'animateur en élaborant des solutions concrètes et durables dans des domaines aussi variés que les transports et leur sécurité, la santé, le tourisme, le développement durable, l'urbanisme, la formation, l'éducation, le sport. Le bilan du PAMA 1 est positif. Il est toutefois nécessaire d'aller encore plus loin, et d'ancrer de façon durable la marche et le vélo dans le quotidien des français. Les modes actifs doivent être une alternative crédible à la voiture, en particulier en combinant le vélo et les transports collectifs. Pour cela, un deuxième plan d'action pour la pratique du vélo et de la marche est élaboré en 2016.

De plus, des projets de véloroutes et voies vertes sont prévus dans le cadre des contrats de plan Etats-Régions. Le 3e plan national santé-environnement vise, en lien avec le plan d'action pour la pratique du vélo et de la marche, à promouvoir les mobilités actives ainsi qu'à évaluer et valoriser leurs effets sur la santé et l'environnement.
Un bilan de l'indemnité kilométrique vélo sera établi deux ans après sa mise en œuvre effective.

Pour le transport de marchandises

En cohérence avec les travaux des Assises de la mer et du littoral et dans le cadre de leurs projets stratégiques, les grands ports maritimes procéderont à des investissements visant à moderniser leurs infrastructures, développer les modes de transports massifiés en provenance ou à destination des ports et à améliorer les interfaces ville-port. Les dessertes massifiées fluviales et ferroviaires des ports, porteuses de synergies intermodales, constituent une priorité afin de renforcer l'arrière-pays des ports français.

Dans le cadre des CPER 2015-2020, l'Etat s'est déjà engagé à hauteur de près de 150 M€ sur des opérations contribuant directement à l'amélioration de la desserte ferroviaire des ports. Au travers de Voies navigables de France, il a décidé de mettre l'accent sur l'aménagement et la fiabilisation du réseau fluvial à grand gabarit de l'axe Seine et du Nord-Pas-de-Calais.

Le plan d'action pour le fret fluvial, dont la mise en œuvre a été engagée en septembre 2016 par le Secrétaire d'Etat chargé des Transports, de la Mer et de la Pèche, comporte trois axes directeurs :

- accroître le niveau de performance environnementale et économique de l'offre fluviale, en développant l'innovation ;
- investir dans l'entretien, la modernisation et le développement du réseau fluvial ;
- se préparer aux opportunités des nouveaux marchés émergents.

Il est à noter l'action visant à supprimer le surcoût appliqué aux opérateurs fluviaux pour le chargement/déchargement des conteneurs dans les ports maritimes. Concrètement, il s'agit d'inciter les armateurs maritimes à traiter de façon équivalente les modes terrestres assurant les liaisons entre les ports et l'intérieur pour développer le transport massifié. Le fluvial devra également répondre au défi de réduire ses émissions de polluants atmosphériques.

En ce qui concerne le fret ferroviaire, des actions sont déjà engagées pour améliorer la qualité de service, renforcer son attractivité, mieux répondre aux attentes des clients et favoriser la sauvegarde du fret territorial sur les lignes « capillaires », indispensables à la desserte locale du fret. La Conférence ministérielle périodique pour la relance du fret ferroviaire mobilise depuis 2013 tous les acteurs du fret ferroviaire afin d'améliorer sa performance et de lui redonner de la compétitivité. La

conférence construit un programme d'actions concrètes, en mettant l'accent sur l'expression de la demande. S'appuyant sur les travaux de la Conférence, le Gouvernement a publié, en octobre 2016, un nouveau plan d'action pour la relance du fret ferroviaire.

7.5.3. Autres orientations et pistes d'actions

Transport de personnes

Pour favoriser le transport collectif, la loi n°2015-990 du 6 août 2015 pour la croissance, l'activité et l'égalité des chances économiques permet aux entreprises de transport public routier de personnes d'organiser librement des services réguliers de transport interurbain (ouverture de la concurrence du transport par autocars). L'Ademe établira un rapport sur l'impact de ce développement du transport par autocar sur l'environnement, notamment en termes d'émissions de gaz à effet de serre. Il s'agira également d'accompagner la croissance du secteur en développant les arrêts et gares routières permettant d'assurer un maillage territorial optimal du territoire, d'assurer le meilleur abord possible des cars dans les centres urbains et de faciliter l'intermodalité avec d'autres modes de transport (train, métro, aéroport, bus, covoiturage). Un groupe de travail a été mis en place afin de coordonner les différents travaux avec l'ensemble des acteurs concernés. Le cadre juridique applicable aux gares routières et autres aménagements où s'arrêtent les autocars sera également réformé.

Développement des réseaux de transport en commun

Sur la base d'un bilan approfondi de l'appel à projets pour le développement des transports en commun et de la mobilité durable, et de l'appel à projets « villes respirables », l'opportunité et les éventuelles conditions de mise en place d'un nouveau dispositif de soutien au développement des transports en commun en site propre seront examinées.

Orientations et actions transversales

Afin de mieux prendre en compte les effets environnementaux, sanitaires, économiques et sociaux des investissements dans les projets d'infrastructures ou de services de transport, les maîtres d'ouvrage disposent depuis le 1er octobre 2014 d'une méthode rénovée d'évaluation.

La France sera, avec un montant de subvention de 1,76 milliard d'euros sur la période 2016-2020, le premier bénéficiaire des subventions de la Commission européenne pour le financement des infrastructures de transport. Ces subventions vont permettre d'engager la réalisation de projets essentiels pour le développement de nos territoires et pour le report modal vers les transports les moins émetteurs de gaz à effet de serre.

Les deux-tiers du financement du volet mobilité multimodale des contrats de plan Etat-Régions 2014-2020 seront consacrés au ferroviaire et au fluvial.

Plusieurs actions concourant au report modal dans le fret et dans la logistique entrent maintenant dans le cadre du dispositif des certificats d'économie d'énergie (acquisition d'une unité de transport intermodal ou d'une barge fluviale). Plusieurs appels à projets du Programme d'Investissements d'Avenir visent à financer des projets de recherche et développement facilitant l'intermodalité et le report modal (appels à projets ferroviaire et logistique et intermodalité).

7.6. Développement des modes de transports collaboratifs

Trajectoires, cibles et orientations
Augmentation du taux d'occupation des véhicules particuliers pour viser de 1.8 à 2 personnes en moyenne par véhicule en 2030, ce qui suppose notamment le développement des aires de covoiturage et des services numériques favorisant la mise en relation.

Actions engagées

- Elaboration d'un référentiel de bonnes pratiques capitalisant les expériences en matière de schémas d'aires de covoiturage.
- Evaluation des fraudes potentielles aux facilités de stationnement ou de circulation offertes au covoiturage, de façon partenariale entre Etat et Collectivités territoriales volontaires.

Actions nouvelles

- Retour d'expérience et bonnes pratiques sur les services voitures en libre service.
- Retour d'expérience et bonnes pratiques sur les services de vélo en libre service.
- Analyse des freins au développement du co-voiturage de courte distance et enseignements pour l'action publique

7.6.1. Cadre issu de la LTECV

La LTECV a introduit plusieurs outils encourageant ces pratiques. En ce qui concerne l'autopartage, les autorités organisatrices de la mobilité peuvent délivrer des labels autopartage, sous conditions de réduction de la pollution et des GES. Elles peuvent organiser un service d'autopartage en cas d'offre inexistante, insuffisante ou inadaptée. (art. 34 pour le STIF – loi MAPTAM hors IDF). Enfin en contrepartie de la mise en circulation de véhicules électriques ou propres en auto-partage, les obligations de création d'aires de stationnement sont réduites de 15 % (art.42).

En matière de covoiturage, les autorités organisatrices de la mobilité sont en possession de nouveaux outils. Afin de mieux planifier les aires de covoiturage, elles établissent des schémas des aires de covoiturage (art. 52). Pour faciliter la mise en relation des conducteurs et des passagers, elles peuvent mettre à disposition, en cas d'offre inexistante, insuffisante ou inadaptée, des plates-formes dématérialisées facilitant le covoiturage (art. 34 et 52). Pour encourager cette pratique elles peuvent créer un signe distinctif de covoiturage (art. 34 pour le STIF – loi MAPTAM hors IDF) et permettre ainsi à l'autorité chargée de la police de la circulation de fixer des conditions de circulations privilégiées (art.52). Dans ce domaine, la LTECV engage les sociétés autoroutières à créer des places de stationnement pour le covoiturage (art.53). Elle leur donne la possibilité de créer une tarification privilégiée pour les covoitureurs (art.38) et de mettre en place une information sur le covoiturage (art. 53). Enfin, les entreprises de plus de 250 salariés ont l'obligation de faciliter les solutions de covoiturage (art. 52), qui peuvent notamment être intégrées dans les plans de mobilité.

7.6.2. Mesures d'accompagnement engagées

La feuille de route pour la transition écologique (FRTE) 2015 accompagne les acteurs dans les solutions de covoiturage proposées. Ainsi, dans l'optique d'intégrer le covoiturage dans les systèmes d'information multimodaux, l'Etat a mis en ligne un guide des bonnes pratiques à destination des autorités organisatrices (mesure 28c). Pour soutenir la création des schémas des aires de covoiturage, un référentiel de bonnes pratiques sera publié (mesure 28e de la FRTE). Enfin, l'Etat propose aux collectivités volontaires d'examiner les différentes options possibles pour l'octroi d'un label « covoiturage » et d'examiner les risques de fraudes associés (mesure 28f).

7.6.3. Autres orientations et pistes d'actions

Les sociétés d'autoroutes mettront en œuvre des mesures commerciales ciblées ainsi que des mesures d'accompagnement visant à encourager les modes innovants et la mobilité durable tels que le covoiturage, les véhicules électriques et les autocars longue distance.

Les modes partagés et collaboratifs doivent être développés en milieu périurbain. Un retour d'expériences sur l'utilisation des modes partagés et collaboratifs sera utile pour faciliter le développement de nouveaux modèles économiques, en particulier dans le cadre de l'économie sociale et solidaire.

8. Développement de la mobilité propre dans les stratégies thématiques

Objectifs et orientations

- Les documents ou démarches stratégiques existantes ou en préparation devront prendre en compte les priorités de développement de la mobilité propre, dès leur prochaine élaboration ou révision.
- Des démarches stratégiques seront engagées, pour prendre en compte les priorités de développement de la mobilité propre, dans les domaines suivants :
  - développement des aires de covoiturage,
  - développement de la route à énergie positive,
  - développement des systèmes de transports intelligents,
  - expérimentation et développement des véhicules autonomes, notamment pour le transport public.
- Par ailleurs, pour répondre aux attentes des acteurs, un document d'orientations pour l'innovation pour la mobilité propre, sera élaboré, qui couvrira l'ensemble des champs de l'innovation : véhicules, infrastructures, systèmes, services

8.1. Etat des lieux

Le secteur des transports fait l'objet de démarches stratégiques dans divers domaines d'action publique. Ces démarches peuvent consister en des stratégies déjà élaborées ou en cours d'élaboration, ou en des processus continus de rencontre des acteurs publics et privés des secteurs concernés.

Ces démarches stratégiques intègrent d'ores et déjà un certain nombre de priorités visées par les objectifs assignés à la stratégie de mobilité propre (demande de mobilité ; véhicules à faibles émissions et infrastructures de distribution de carburants moins polluants; fonctionnement des véhicules et des réseaux existants ; reports modaux ; modes de transports collaboratifs).

NB : Cette partie reprend et détaille certaines actions déjà listées en partie 7. ci-dessus.

Les démarches stratégiques existantes ou en cours d'élaboration sont les suivantes :

- conférence périodique pour la relance du fret ferroviaire,
- conférence et plan d'action pour le transport fluvial,
- stratégie nationale portuaire,
- stratégie France logistique 2025 ,
- dispositif d'ensemble d'accords volontaires et d'information des marchés,
- stratégie Mobilité 2.0 sur les transports intelligents,
- plan d'action pour les mobilités actives (PAMA1 et PAMA2),
- plan national santé environnement,
- programme d'investissement d'avenir,
- plan d'action relatif aux véhicules à 2 l/100,
- schéma national d'orientation pour le déploiement du GNL comme carburant marin.

Par ailleurs, le plan de réduction des émissions de pollution atmosphérique concernera également les

transports. Les principaux objectifs du PREPA sont de :
- réduire les émissions de polluants pour améliorer la qualité de l'air,
- respecter les plafonds d'émissions (NEC),
- respecter les concentrations (QA),
- considérer toutes les sources d'émissions, en prenant en compte les potentiels de réduction, ainsi que les enjeux économiques, sanitaires, sociétaux et juridiques,
- et ce, en concertant avec les parties prenantes.

Il convient de rappeler les orientations du rapport Mobilité 21 « pour un schéma de mobilité durable », qui contient quatre axes :

- Axe 1 : garantir la qualité d'usage des infrastructures de transport
- Axe 2 : rehausser la qualité du service du système de transport
- Axe 3 : améliorer la performance d'ensemble du système ferroviaire
- Axe 4 : rehausser les mécanismes de financement et de gouvernance du système de transport

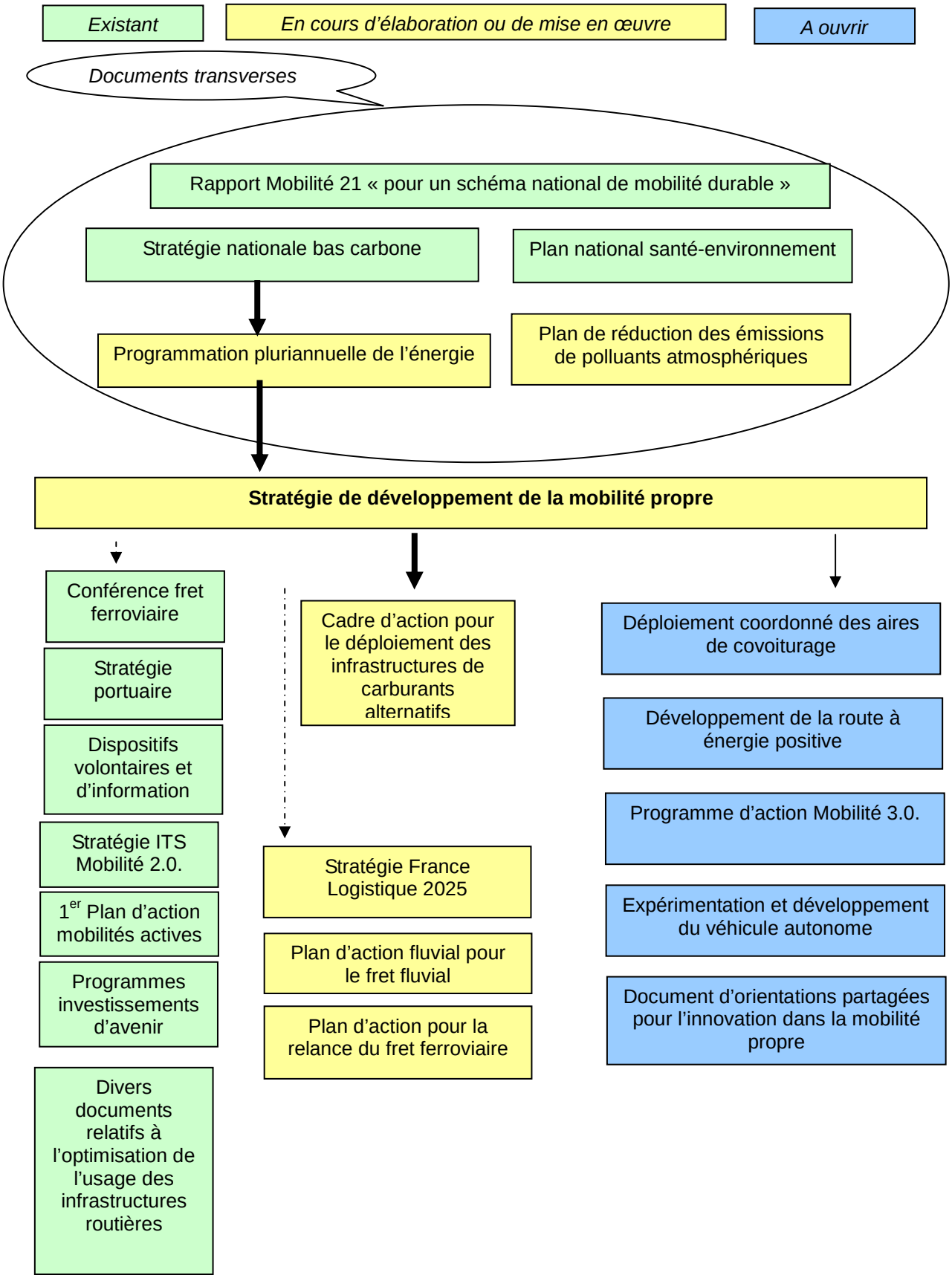
Plus spécifiquement, l'optimisation de l'usage des infrastructures routières vise, particulièrement en milieu urbain, à permettre de limiter la congestion afin de concilier une amélioration des performances environnementales et une mobilité plus soutenable. Elle repose principalement sur les mesures d'information et de gestion du trafic ainsi que sur l'encouragement ou la réservation de voie pour les véhicules à haut taux d'occupation.

L'État qui gère le réseau structurant, notamment sur les principales métropoles où se concentrent les flux les plus importants, va développer des schémas directeurs de gestion de trafic qui visent à définir l'ensemble des mesures permettant un meilleur usage de ce réseau (gestion des vitesses, voies réservées à certains usages…).

Par ailleurs, l'Etat travaille à l'élaboration des conditions techniques et réglementaires de développement des nouveaux usages de la route. Ceci permettra notamment d'éclairer le Parlement qui a souhaité disposer d'un rapport sur les voies réservées sur les autoroutes et les routes nationales à 2x2 voies.

Le schéma ci-dessous présente les différentes stratégies existantes ou en cours d'élaboration (détaillées dans la partie 8.2. ci-après), et indique les thèmes que le développement de la mobilité propre conduit à ouvrir (présentés en partie 8.3. ci-après).

Articulation des documents stratégiques relatifs à la mobilité propre : Présentation schématique[17]



[17]D'autres stratégies ne traitant pas spécifiquement des transports mais ayant un impact sur les transports (SNB, SNTEDD,…) ne sont pas indiquées ici.

8.2. Stratégies existantes et lien avec les priorités de mobilité propre

Cette partie résume les démarches ou documents stratégiques existants ou en cours d'élaboration ou de mise en oeuvre, ceci afin de les relier aux priorités de développement de la mobilité propre auxquels ils participent.

8.2.1. Conférence périodique pour la relance du fret ferroviaire

La Conférence ministérielle périodique pour la relance du fret ferroviaire mobilise depuis 2013 tous les acteurs du fret ferroviaire afin d'améliorer la performance du fret ferroviaire et de lui redonner de la compétitivité. La conférence construit un programme d'actions concrètes, en mettant l'accent sur l'expression de la demande.

Les thématiques structurantes sont : le domaine de pertinence du fret ferroviaire ; le fret de proximité et l'action des acteurs locaux ; le fret ferroviaire et les grands ports maritimes ; le fret ferroviaire et l'utilisation de l'infrastructure ; l'innovation technologique et les évolutions de la réglementation.

Les mesures décidées portent sur :

- la création d'un observatoire sur la qualité des circulations fret ;
- la mise en place d'un rendez-vous d'affaires du fret ferroviaire au cours de la semaine internationale du transport et de la logistique ;
- la sauvegarde des lignes locales dites capillaires en liaison avec les milieux économiques et les collectivités territoriales concernées (plan pour la sauvegarde du réseau capillaire fret annoncé en Juillet 2016) ;
- la démarche de simplification de la réglementation ferroviaire tout en maintenant un haut niveau de sécurité ;
- l'identification des priorités en matière d'innovation ;
- l'inscription dans les projets stratégiques des grands ports maritimes d'objectifs de développement du fret ferroviaire en pré ou post acheminements maritimes et d'actions en vue d'améliorer leur accessibilité et la desserte ferroviaire de leur hinterland ;
- les indicateurs permettant d'évaluer les améliorations de la qualité de service ;
- le financement des travaux de rénovation de certaines lignes spécifiques ;
- la mobilisation des chargeurs pour développer les flux ferroviaires diffus (ou « wagons isolés »).

Suite à cette conférence périodique, le Gouvernement a publié en octobre 2016 un nouveau plan d'action pour la relance du fret ferroviaire.

8.2.2. Conférence et plan d'action pour le transport fluvial

Lancée en octobre 2014, cette Conférence a pour objectif d'accroître la compétitivité du transport fluvial, en faisant le point sur les actions déjà entreprises et les leviers de développement, afin d'aboutir à un plan d'action national cohérent pour la filière.

Encadré : Pourquoi organiser une conférence relative au fret fluvial ?

Le transport fluvial est un mode de transport massifié qui présente de nombreux avantages pour le développement durable : réserves de capacité importantes sur le réseau navigable notamment pour accéder aux grandes agglomérations, fiabilité et sécurité, faibles consommations d'énergie et émissions de gaz à effet de serre à la tonne-kilomètre transportée. Ce mode de transport est relativement lent mais n'empêche pas le « juste à temps » nécessaire à la performance d'une chaîne logistique efficace.

En outre, le mode fluvial dispose de capacités de transport immédiatement mobilisables sur les axes structurants en termes de transport de marchandises (couloir rhodanien, axe Seine, Moselle, Rhin). Si sur ces axes où les trois modes terrestres coexistent, la part modale du fluvial est relativement élevée (estimée à 20 % en moyenne), les réserves de tonnages restent encore importantes.

Le transport fluvial dispose d'un potentiel d'évolution important, ce d'autant plus qu'il est le mode qui a le mieux résisté à la crise économique. Il connaît un essor remarquable depuis une quinzaine d'années, porté par le développement de la conteneurisation et par une diversification des marchandises transportées. Mais, malgré ses atouts indéniables, il souffre de certaines carences et d'un manque de compétitivité qui empêchent son plein développement.

C'est la raison pour laquelle, le secrétaire d'Etat en charge des transports a décidé de la mise en place d'une conférence nationale sur le fret fluvial, dont l'objectif est de faire émerger, par la concertation, un plan d'actions opérationnelles destiné à développer l'utilisation du mode fluvial, à permettre son intégration dans les chaînes logistiques ainsi qu'accroître sa compétitivité.

Cette conférence a identifié deux grands objectifs prioritaires :

- Optimiser et renouveler l'existant (flotte, formation et régulation) : pour augmenter la compétitivité du mode tout en préservant la sécurité de la navigation ;
- Développer l'utilisation du mode fluvial : pour augmenter la part modale du transport fluvial et les volumes transportés sur la voie d'eau.

Cette conférence a identifié les leviers d'action prioritaires pour atteindre ces objectifs :

- pour le renouvellement de la flotte, identifier les outils de financement adaptés et innovants, à l'instar de plans pluriannuels ;
- adapter la formation des acteurs naviguant et des chefs d'entreprise à l'évolution du secteur, en créant notamment des synergies avec d'autres secteurs ;
- pour le respect des normes de sécurité par les bateaux, garantir un processus de délivrance des titres des bateaux à la fois fiable et efficace ;
- dans une approche par filière, augmenter le report modal vers le fleuve pour chacune d'elles ;
- mettre en place une organisation par axe ou bassin fluvial, afin de valoriser et promouvoir le mode fluvial, notamment auprès des collectivités locales et des chargeurs ;
- intégrer pleinement le mode fluvial dans la chaîne logistique, depuis le port maritime jusqu'au client final, en bénéficiant d'un traitement équivalent aux autres modes terrestres (suppression du surcoût de manutention dans les ports maritimes, mécanismes incitatifs ou encore formation des logisticiens).

Plusieurs actions dans ces domaines ont déjà été menées. Le secrétaire d'Etat chargé des transports, de la mer et de la pêche a annoncé, le 19 octobre 2015, l'élaboration d'un plan d'action pour le développement du fret fluvial, organisé autour de deux grandes thématiques structurantes :

- la compétitivité, l'innovation et la sécurité ;
- le développement commercial.

Le secrétaire d'Etat chargé des transports, de la mer et de la pêche a publié, en septembre 2016, le plan d'action pour le fret fluvial dont plusieurs actions sont déjà engagées.

8.2.3. Stratégie portuaire

Au travers de la Stratégie nationale portuaire de 2013, l'État affirme son ambition de donner à la France une place de premier rang dans le commerce international comme point d'entrée ou hub de l'Europe et de contribuer au développement industriel et économique du pays.

La stratégie nationale portuaire, repose sur trois piliers principaux :

- Logistique et intermodalité : améliorer les liaisons avec les hinterlands, fluidifier la circulation des marchandises ;
- Développement d'activités industrielles ;
- Aménagement : renforcer le rôle des ports comme aménageurs et gestionnaires domanial sur les espaces logistiques, industriels et naturels.

Les objectifs et priorités d'action sont les suivants :

Logistique et intermodalité :

Objectifs : pour renforcer leur attractivité et fidéliser les opérateurs et les clients, les ports français doivent devenir des « architectes » de solutions logistiques maritimes et terrestres, sur un hinterland projeté à l'échelle européenne. Ils ont vocation à se positionner comme des acteurs coordonnateurs démontrant une forte valeur ajoutée dans la mise en place de chaînes logistiques intégrées, économiquement compétitives et pérennes, favorisant les moyens massifiés.

Actions :
- o réserver des capacités de sillons répondant aux besoins spécifiques de leurs clients pour le fret ferroviaire sur les axes logistiques stratégiques ;
- o concevoir et mettre en place des procédures simplifiées (guichet unique, autoliquidation de la TVA à l'importation, réorganisation de la gouvernance des « *cargo community system* ») ;
- o faciliter l'accès aux outils portuaires à tous les utilisateurs en ouvrant AP+, principal *cargo community system* utilisé par les ports français, aux chargeurs opérateurs économiques agréés ;
- o intégrer la modernisation et la fiabilisation des dessertes des ports dans les projets stratégiques de SNCF Réseau et de VNF ;
- o aider les opérateurs fluviaux de conteneurs à résorber la charge de manutention portuaire.

Industrie :

Objectifs : disposer d'un plan d'actions prospectif pour l'accueil et le développement des activités industrielles génératrices de trafic maritime et mettre en place des processus compétitifs pour l'implantation de nouvelles industries dans les espaces portuaires

Actions :
- o intégrer le système portuaire dans les filières industrielles
- o réduire les délais de traitement des procédures d'instruction et des demandes d'implantation
- o se mettre en capacité d'accompagner le développement d'activités industrielles
- o analyser les réglementations en vigueur pour mieux conseiller les industries souhaitant s'implanter

Aménagement :

Objectifs : disposer, pour chaque port, de plans d'aménagement d'ensemble des espaces portuaires s'inscrivant dans une démarche prospective et partagée par les différentes parties prenantes ; conforter le positionnement des ports français dans leur rôle d'aménageur et de gestionnaire intégré des espaces logistiques, industriels et naturels ; optimiser la valorisation financière et patrimoniale des actifs fonciers des ports.

Actions :
- o disposer d'une vision à long terme des enjeux d'aménagement pour chaque port
- o élaborer en partenariat avec les collectivités locales un plan d'aménagement pour chaque port
- o identifier les leviers de facilitation de réalisation des projets d'aménagement dans le respect d'un développement durable
- o être gestionnaire des espaces aménagés et naturels.

8.2.4. Stratégie France logistique 2025

France Logistique 2025, la stratégie nationale pour la logistique, repose sur 5 axes :
- faire de la plateforme logistique France une référence mondiale en encourageant la dynamique logistique sur tout le territoire ;
- développer le capital humain et faciliter la lisibilité de l'organisation logistique ;
- faire de la transition numérique un vecteur de performance logistique ;
- utiliser la logistique comme levier de transformation des politiques industrielles et de transition énergétique ;
- instaurer et animer une gouvernance intégrée de la logistique.

Pour réaliser les objectifs de la LTECV en matière de transport, la modernisation des chaînes logistiques constitue en effet un levier important. Il s'agit de diminuer l'empreinte carbone des activités de transport de marchandises et leurs émissions polluantes, de promouvoir de nouveaux modèles économiques comme l'économie circulaire et les circuits courts d'approvisionnement ainsi que des solutions logistiques plus respectueuses de l'environnement. En particulier, la stratégie France Logistique 2025 propose l'élaboration d'un référentiel de responsabilité sociétale et environnementale

commun et partagé par l'ensemble des acteurs logistiques.

8.2.5. Dispositif d'engagements volontaires et d'information pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre

Consciente des enjeux liés aux émissions de GES sur le climat, et plus généralement de l'impact des entreprises et des territoires sur l'environnement, la France a développé un dispositif cohérent visant à inciter les acteurs du monde économique à raisonner en termes de performance globale. Cela nécessite de compléter les critères économiques par des critères environnementaux dans le pilotage de l'activité.

Ce dispositif, constitué d'un ensemble de mesures réglementaires et volontaires, concerne à la fois l'impact physique des activités sur le climat (consommation d'énergies, émissions de GES), mais aussi les liens entre les acteurs du transport (chargeurs, transporteurs, investisseurs). Ce dispositif est construit sur quatre principes.

Diagnostic : le diagnostic facilite la mise en œuvre de synergies entre performance environnementale et performance globale. Le diagnostic précède l'action, mais n'est pas toujours spontanément privilégié par les acteurs, en raison notamment des coûts qu'il génère (financiers, mais aussi organisationnels).

Engagements partenariaux et volontaires : l'établissement d'engagements partenariaux facilite l'appropriation, l'acceptabilité et l'évolution des pratiques et des métiers. Les engagements volontaires doivent permettre d'accompagner les entreprises dans la prise en compte progressive du développement durable, quel que soit leur niveau de maturité dans ce domaine. Ainsi, il est en général utile que les acteurs puissent choisir entre des engagements portant plutôt sur les moyens d'une part (phases précoces d'implication); des engagements portant plutôt sur les résultats d'autre part (phases plus matures).

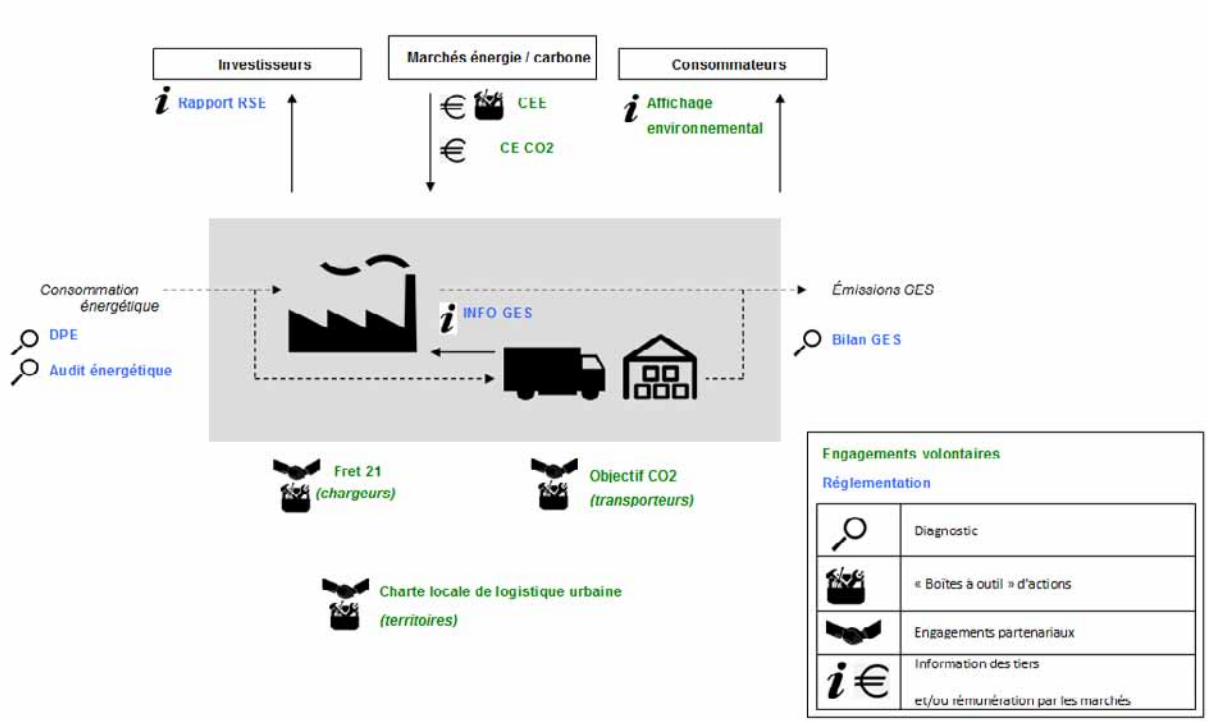
« Boîtes à outil » d'actions éprouvées : la mise à disposition de « boîtes à outil » d'actions éprouvées, i.e. fondées sur un retour d'expérience et des états de l'art garantissant a priori un minimum d'efficacité, facilite la mise en place des actions d'amélioration de la performance globale. Il convient de trouver le juste équilibre entre la standardisation des actions dans les programmes volontaires, qui facilite leur appropriation par les acteurs, et la possibilité d'innover dans des actions non standardisées, en particulier pour les entreprises dont le niveau de maturité en matière de prise en compte du développement durable est élevé. Ceci peut justifier que des actions non standardisées disposent de processus de certification et d'incitations spécifiques.

Information donnée aux tiers et rémunération des actions par les marchés : l'information donnée aux tiers (marchés des biens/services et des capitaux) sur les actions entreprises et leurs contributions à la lutte contre l'effet de serre, permet notamment la rémunération des actions par les marchés. L'information des tiers constitue un élément clé de l'efficacité de ces dispositifs : il s'agit notamment de créer les conditions pour que les marchés (des biens, des services et des capitaux), informés de l'action des entreprises, puissent intégrer cette information dans leurs comportements (d'achat, d'investissement). Les mécanismes de marché ne garantissent cependant pas nécessairement que l'information soit diffusée spontanément avec un niveau de qualité suffisant ; c'est pourquoi l'information des tiers relève en partie du registre de l'obligation dans le dispositif français.

Présentation du dispositif français

Les principaux instruments du dispositif français sont présentés schématiquement ci-dessous. L'objectif premier auquel répond chaque mesure est indiqué via un symbole ; et sa couleur informe du caractère réglementaire (bleu) ou volontaire (vert).

Figure 7- Principaux dispositifs français en faveur du climat dans le secteur des transports



o ***Diagnostics réglementaires***

La réalisation des diagnostics (sur la consommation d'énergie et sur les émissions) sont réglementaires dans le dispositif français. Ils permettent de définir un plan d'actions, qui est lui volontaire, visant l'amélioration de la performance globale de l'entreprise. Ces diagnostics concernent aussi bien les transporteurs que les donneurs d'ordres.

L'audit énergétique, en application de la directive européenne sur l'efficacité énergétique (2012), transposée par la loi n°2013-619, doit couvrir à minima 80 % de la facture énergétique des entreprises (dont le carburant de la flotte de véhicules). Il doit être réalisé selon un référentiel (norme 16247), et doit permettre à l'entreprise d'identifier des pistes d'action pour favoriser la diminution de la consommation d'énergie.

Les bilans GES, en application de la loi Grenelle 2 (loi 2010-788), ont pour objectif de réaliser un diagnostic des émissions de gaz à effet de serre des acteurs publics et privés, en vue d'identifier et de mobiliser les gisements de réduction de ces émissions. Ces bilans sont obligatoires à la fois sur les émissions directes de toutes les sources (fixes et mobiles) et sur les émissions indirectes associées à la production d'électricité, de chaleur ou de vapeur importée pour les activités de l'organisation. Ils restent cependant volontaires sur les autres émissions indirectes.

o ***Dispositifs volontaires de mise en œuvre d'actions***

Le programme Objectif CO_2, est un engagement volontaire lancé en décembre 2008, initialement dédié aux transporteurs routiers de marchandises, étendu en 2011 aux transports routiers de voyageurs (autocars interurbains) et en 2012 aux transports urbains. Il comporte deux volets :

- une liste structurée d'actions, accompagnées d'outils de mise en place et le calcul de leurs effets en matière de réduction des émissions de CO_2. Ces actions sont reparties sur 4 volets : véhicule, carburant, conducteur, organisation des flux de transport ;
- un engagement du signataire sur un niveau de réduction de ses émissions de CO_2, et sur la mise en place d'actions. Il s'agit d'une obligation de moyens, traduite « matriciellement » en résultats. Le programme est complété, en 2016, pour le transport de marchandises, d'un label.

Le dispositif FRET21 est basé sur le même principe qu'Objectif CO_2, avec deux volets :

- une liste structurée d'actions, accompagnées d'outils permettant leur mise en place et le calcul de leurs effets en matière de réduction des émissions de CO_2. Ces actions sont réparties en quatre

axes : taux de chargement, distance parcourue, moyen de transport, achats des prestations de transport ;
- un engagement signataire sur un objectif de réduction des émissions de CO_2, et sur la mise en place d'actions.

Le cadre national pour les chartes locales de logistique urbaine est un dispositif national visant à la mise en place de chartes au niveau local, permettant d'améliorer les pratiques de la logistique en ville pour tendre vers une logistique durable, en impliquant l'ensemble des acteurs concernés. Au delà de la qualité de l'air, possibilité d'aborder d'autres aspects complémentaires : optimisation globale et efficacité de la logistique, bruit, chantiers, lien éventuel avec le transport de voyageurs, compte propre, formation, etc. Une boîte à outil d'actions est ici aussi proposée. L'expérimentation du dispositif auprès d'une dizaine de collectivités volontaires est engagée en 2016.

La convention d'engagement volontaire sur la route de 2009, renouvelée en 2013, comporte 10 engagements, dont un portant plus spécifiquement sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre et la consommation d'énergie.

- ***Dispositifs réglementaires d'information des tiers***

Deux dispositifs réglementaires visent la publication d'informations à destination des tiers.
- l'un concerne uniquement les gaz à effet de serre, et est à destination des utilisateurs des prestations de transport (info CO_2, devenu info GES en application de la Loi de transition énergétique pour la croissance verte, ces textes font l'objet d'une concertation au sein de l'observatoire énergie environnement transport (OEET)) ;
- l'autre concerne l'ensemble de la Responsabilité sociale et environnementale (RSE) de l'entreprise (aspects environnementaux, mais aussi sociaux et sociétaux listés en 42 items) et est à destination principalement des investisseurs.

- ***Dispositifs volontaires d'information des tiers et de valorisation des actions***

Un des co-bénéfices attendus des démarches d'actions volontaires et d'information aux marchés, est d'associer les marchés au financement de ces actions. Outre les prix de marché et les taxes sur le carbone et l'énergie, les principaux instruments attribuant potentiellement une valeur à ces actions sont les certificats d'économie d'énergie et le compte-épargne carbone.

Le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE) est l'un des instruments de la politique de maîtrise de la demande énergétique en France, en application de la loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique. Il repose sur une obligation de réalisation d'économies d'énergie imposée par les pouvoirs publics aux fournisseurs d'énergie appelés les obligés (électricité, gaz, chaleur, froid, fioul domestique et, entrant progressivement dans le dispositif depuis 2011, carburants pour automobiles). Les certificats d'économies d'énergie, prouvant les réductions auprès de la puissance publique, sont obtenus à la suite d'actions menées en propre par les opérateurs ou par l'achat à d'autres acteurs (appelés les éligibles) ayant mené des opérations d'économies d'énergie. Ils choisissent librement les incitations qu'ils vont entreprendre (prime pour l'acquisition d'un équipement, diagnostic gratuit, etc.) et reçoivent des certificats lorsque ces actions ont un rôle moteur dans la réalisation par le consommateur de travaux d'économies d'énergie.

Le compte épargne CO_2 est un dispositif rentrant dans le cadre des projets domestiques du marché carbone européen EU-ETS. L'objectif est de réduire les émissions en CO_2 en récompensant par une rémunération les entreprises et/ou leurs employés. Ainsi, une entreprise se voit remettre des crédits carbones pour toutes diminutions réelles de ses émissions. Elle peut ensuite transformer ces crédits en euro auprès de l'entreprise qui gère le dispositif. Elle peut aussi verser ces crédits carbones à ses chauffeurs en cas de diminution des émissions due à l'éco conduite. Les actions doivent couvrir un des trois thèmes suivants : travaux d'économie d'énergie, mobilité durable, et éco geste. En 2014, pas moins de 100 transporteurs routiers avaient utilisé ce dispositif.

8.2.6. Stratégie Mobilité 2.0

Objectifs

La stratégie « Mobilité 2.0. », lancée en février 2014, vise à faciliter le déploiement des systèmes de transports intelligents (ITS) pour répondre aux objectifs de sécurité, de gestion optimale des réseaux et des trafics, de lutte contre le changement climatique et les nuisances, et de protection des données. Elle vise pour cela notamment à favoriser l'interopérabilité des systèmes et l'innovation, y

compris dans les organisations et les modèles économiques.

Actions

Mobilité 2.0. est une stratégie adaptative, destinée à être complétée ou approfondie en fonction de l'évolution des techniques et des marchés, particulièrement rapide. Les actions lancées en février 2014 sont les suivantes :

- conduire le débat national sur l'ouverture des données transports pour les services d'information déplacement ;
- proposer un projet de déploiement expérimental de STI coopératifs à grande échelle (3 000 véhicules communicants circulant sur plus de 2 000 km de routes et rues communicantes) en vue d'un cofinancement européen ;
- définir les modalités de mise en place de services d'information multimodale pour les voyageurs ;
- prioriser les domaines et services pour lesquels le développement de spécifications apparaît nécessaire ;
- identifier les besoins d'évolutions réglementaires nécessaires au développement de la filière, en particulier pour faciliter les expérimentations ;
- élaborer les besoins de formation et de sensibilisation aux STI ;
- établir les besoins nationaux d'observation statistique du marché.

En accompagnement de cette stratégie, les acteurs français des ITS ont mis en place des groupes de travail en 2015, notamment autour des problématiques suivantes : diagnostic des forces et faiblesses des filières, besoins prioritaires d'interopérabilité, mise en place de réseaux de projets innovants ou de démonstrateurs, partage de connaissances et mise en place d'outils de travail collaboratifs, développement des compétences.

8.2.7. Plan d'action pour les mobilités actives

Le premier plan d'actions pour les mobilités actives, annoncé le 5 mars 2014, est organisé autour de six axes de travail :

- Développer l'intermodalité transports collectifs/modes actifs
- Partager l'espace public et sécuriser les modes actifs
- Valoriser les enjeux économiques liés à la pratique du vélo
- Prendre en compte les politiques de mobilité active dans l'urbanisme et le logement
- Développer les itinéraires de loisir et le tourisme à vélo
- Faire découvrir les bienfaits de la marche et du vélo

Les principales actions prévues par ce plan sont les suivantes :

- permettre les réservations en ligne de places pour les cyclistes et leur vélo dans les trains à réservation obligatoire acceptant les vélos. Améliorer la communication et la lisibilité des possibilités train+vélo ;
- dans le cadre de la préparation de la prochaine convention d'exploitation des TET, étudier les impacts de la systématisation de la possibilité d'embarquer les vélos sur toutes les lignes TET, et à défaut de la généralisation à un minimum de deux circulations par sens et par jour ;
- agir sur les leviers d'information incitant à la pratique de la marche et du vélo ;
- dans le cadre des schémas régionaux de l'intermodalité, réaliser un diagnostic des conditions de stationnement, d'accès et de cheminements des piétons et des cyclistes dans la gare et ses alentours ;
- fixer, pour chaque gare, des objectifs de places de stationnement sécurisé pour les vélos à l'horizon 2020 calculés en proportion des fréquentations voyageurs ;
- améliorer le respect des cheminements piétons et des voies réservées pour les cyclistes ;
- favoriser l'extension des zones de circulation apaisée ;
- améliorer la sécurité des cyclistes par un meilleur positionnement des véhicules sur la chaussée ;

- élargir la boîte à outils réglementaires à disposition des collectivités locales pour améliorer la sécurité et le confort des modes actifs (concept de « chaussée à voie centrale banalisée ; extension du « cédez-le-passage ») ;
- définir les conditions de circulation des engins de déplacement personnel (dans le cadre de la loi adaptation de la société au vieillissement) ;
- agir sur la cohabitation cyclistes/véhicules lourds ;
- expérimenter l'indemnité kilométrique-vélo ;
- mettre en place un groupe de travail sur les perspectives de structuration des filières locales ou nationales de réemploi des vélos ;
- publier l'arrêté concernant l'obligation de mettre en place des parcs de stationnement pour les vélos dans les immeubles à destination principale de bureau bénéficiant de places de stationnement auto ;
- permettre que les espaces de stationnement des vélos prévus par le décret du 25 juillet 2011 soient réalisables sous abri clos et sécurisé sur la parcelle lorsque aucun équipement commun intérieur n'est disponible ;
- prendre en compte dans l'élaboration des CPER, des demandes de financement liées aux aménagements des modes actifs ;
- promouvoir le tourisme à vélo ;
- aider au développement de l'apprentissage du vélo ;

La plupart de ces actions ont été réalisées et les autres sont en cours de réalisation.

Une nouvelle phase du plan a été lancée en vue de proposer au secrétaire d'Etat aux transports de nouvelles mesures en 2016.

8.2.8. Plan national santé environnement – volet transports

Le PNSE 3 vise à réduire autant que possible et de façon efficace les impacts des facteurs environnementaux sur la santé afin de permettre à chacun de vivre dans un environnement favorable à la santé. Il couvre la période 2015-2019. Il s'articule autour de 4 grandes catégories d'enjeux :

- des enjeux de santé posés par les pathologies en lien avec l'environnement ;
- des enjeux de connaissance des expositions et des leviers d'action ;
- des enjeux de recherche en santé environnement ;
- des enjeux pour les actions territoriales, l'information, la communication et la formation.

Le document « annexe transport » du plan a retenu 3 actions :

- Action 1 : prendre en compte la problématique santé environnement dans les documents de planification territoriale relatifs aux déplacements (voyageurs et marchandises) ainsi qu'à l'urbanisme et au logement.
  Les objectifs opérationnels de cette action sont de dresser un état des lieux de la prise en compte des liens transport, environnement, santé dans les plans et schémas locaux puis, à partir de cet état des lieux, de proposer des pistes et des outils méthodologiques pour améliorer la prise en compte de ces liens dans les plans et schémas pertinents.
- Action 2 : promouvoir les mobilités actives, évaluer et valoriser leurs effets sur la santé et l'environnement.
  Cette action n'a pas pour objectifs de se substituer à ce qui existe déjà dans le plan d'action pour les mobilités actives (PAMA) mais d'aider à sa mise en œuvre. Il peut également s'agir de définir des mesures complémentaires à celles du plan : approche réseau de ces modes et insertion dans le système de transport, lien avec la structure des territoires.
- Action 3 : améliorer la connaissance des impacts sur la santé de la qualité des transports quotidiens (fiabilité, perception).
  L'objet de cette action est d'établir et de mettre en œuvre un programme d'amélioration de la connaissance quant aux impacts sur la santé de la qualité des services de transport, au sens des attributs que sont le confort, la fiabilité, l'information et la perception des situations de transports au quotidien.

8.2.9. Programme d'investissement d'avenir

Le programme Véhicules et transports du futur, opéré par l'Ademe dans le cadre du Programme d'investissements d'avenir (PIA) piloté par le Commissariat général à l'investissement (CGI), vise à soutenir la réalisation d'expérimentations préindustrielles et de démonstrateurs de recherche dans les domaines des véhicules et de la mobilité du futur. Les innovations vertes soutenues sont ambitieuses : chaque projet représente souvent plusieurs dizaines de millions d'euros d'investissements. Ils sont principalement portés par des entreprises (de toutes tailles).

Les thématiques couvertes par le programme Véhicules et Transports du futur sont :

- Les véhicules électriques et leurs infrastructures de recharge (ex : conception d'un « standard » de recharge de véhicules électriques pour les flottes d'entreprises et de collectivités …)
- La motorisation hybride et thermique (ex : nouveau type de motorisation hybride essence…)
- L'allègement des véhicules (ex : assemblage structural de composants multimatériaux ; structures de sièges en composites…)
- Les véhicules lourds (ex : bus à motorisation multi-hybride intelligente…)
- La mobilité et la logistique (ex : amélioration de la mobilité urbaine avec un haut niveau d'information…)
- Les transports ferroviaires et guidés (ex : TGV du futur à faible consommation et à plus grande capacité…)
- Les navires du futur (ex : paquebot de très grande taille, plus propre, plus économe, plus sûr et plus intelligent ; système de traction de navires par kites) et les aides à l'investissement pour des ferries propres
- La route du futur.

Dans le cadre du programme démonstrateur de la transition écologique et énergétique l'appel à projets industrie et agriculture eco efficiente a été élargi aux ports de plaisance et de commerce à énergie positive.

8.2.10. Plan d'action pour le développement du véhicule 2 l/100 km

Enjeux et objectifs

L'objectif du programme est d'atteindre 2 l/100 km à des conditions économiques abordables, en développant des briques technologiques permettant de produire des ruptures en termes de CO_2. Ce programme est centré sur les véhicules du segment B, mais l'ensemble des technologies développées sera évidemment applicable aux autres segments. Les premières briques seront industrialisables dès 2017.

Programme d'action

Les axes prioritaires et les actions sont les suivants:

- ***Hybridation des chaînes de traction :***
  - modification des coûts de la chaîne de traction par la simplification,
  - réduction des impacts sur l'architecture du véhicule par la compacité,
  - réduction des puissances installées et énergies stockées par réduction des besoins énergétiques du véhicule,
  - rupture sur la performance et le coût des batteries,
  - maximisation de l'autonomie ZEV pour assurer l'essentiel des trajets urbains en mobilité électrique.
- ***Amélioration du rendement du groupe moto propulseur :***
  - motorisations essence atmosphériques et suralimentées,
  - adaptation du moteur aux chaînes de traction hybrides,
  - allégement des composants groupe moto propulseur,
  - réduction des pertes mécaniques,
  - récupération de l'énergie à l'échappement.

- ***Amélioration du rendement véhicule***
  - résistance au roulement des pneumatiques,
  - allégements sur l'ensemble des composants du véhicule pouvant conduire à la création de nouvelles filières technologiques,
  - amélioration du rendement des systèmes auxiliaires,
  - nouveaux systèmes de conditionnement,
  - récupération thermique à l'échappement pour alimenter le chauffage de l'habitacle.
- ***Connectivité et les aides à la mobilité, optimisation de la conduite ou du trajet***
  - systèmes d'aide à la conduite dont éco-conduite évoluée,
  - voiture connectée,
  - navigation temps réel.

Pour fédérer les initiatives et créer l'émulation nécessaire, une étape concrète consistera à développer des véhicules démonstrateurs de synthèse équipés de motorisations essence servant de support aux technologies. La démarche de recherche & développement du programme Véhicule 2 l/100 km intègre les différents acteurs de la filière automobile présents en France : grands groupes, PME.... Le développement des briques technologiques sous forme de projets collaboratifs est majoritairement soutenu par le Programme des Investissements d'Avenir (PIA) et plus particulièrement le programme Véhicule routier du futur.

8.2.11. Schéma national d'orientation pour le déploiement du GNL - carburant marin (SOGNL, à paraître)

L'application de la directive concernant la teneur en soufre des combustibles marins (2012/33/UE) au 1er janvier 2015 en SECA (zones de contrôle des émissions de soufre - Manche-Mer du Nord pour la France), ainsi que l'adoption le 22 octobre 2014 de la directive 2014/94/UE sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs nécessitent que l'État formule des orientations claires sur le développement du gaz naturel liquéfié (GNL) comme carburant marin en France.

Ce dernier texte impose notamment aux États membres qu'un nombre approprié de points de ravitaillement en GNL soient mis en place dans leurs ports maritimes pour permettre la circulation des bateaux de navigation intérieure ou des navires de mer propulsés au GNL sur l'ensemble du réseau central du RTE-T au plus tard le 31 décembre 2025. Le choix des points d'avitaillement et les moyens mis en œuvre par la France doivent être détaillés au sein d'un cadre d'action national global prévu par la directive 2014/94.

Le schéma national d'orientation pour le déploiement du GNL comme carburant marin, présenté en annexe, constitue une première amorce de ce cadre national concernant le GNL.

Le schéma national d'orientation pour le déploiement du GNL comme carburant marin poursuit plusieurs objectifs :

- avoir, en présence d'axes politiques forts, une approche coordonnée pour anticiper les évolutions à venir, compte tenu des enjeux économiques, sociaux et environnementaux qu'elles comportent ;
- clarifier les financements publics mobilisables au soutien des projets GNL et orienter les porteurs de projet vers les interlocuteurs idoines au sein du MEDDE ;
- cibler les ajustements réglementaires nécessaires au développement du GNL ;
- organiser le déploiement du GNL sur l'ensemble des façades maritimes, au regard de critères techniques et économiques pertinents ;
- identifier les axes de développement à prendre en compte par les porteurs de projets pour un déploiement efficace du GNL en France, notamment son aspect multimodal (nécessité de prendre en compte le développement du GNL fluvial et routier).

Le schéma national d'orientation pour le déploiement du GNL identifie cinq actions stratégiques à mettre en œuvre :

- définir le cadre national sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs en concertation avec les parties prenantes (conformément à la directive 2014/94/UE et à la proposition de loi pour la transition énergétique) ;

- renforcer l'accompagnement des acteurs dans la recherche de financements pertinents pour leurs projets ;
- faire émerger des conditions réglementaires harmonisées pour une utilisation sûre et économiquement viable du GNL comme carburant marin ;
- s'assurer que des formations adaptées à la manipulation du GNL soient mises en œuvre sur le territoire français ;
- favoriser la mise en place de projets structurants, permettant la constitution d'une filière GNL comme carburant en France.

Encadré : Pourquoi le déploiement du GNL comme carburant marin constitue une action valorisée et soutenue par l'Etat via notamment le SOGNL ?

Le GNL est l'un des carburants de la transition énergétique dans le secteur des transports. En effet il permet une diminution de 10 à 20 % des émissions de dioxyde de carbone et une suppression presque totale des émissions d'oxyde d'azote et de soufre et constitue une offre concurrentielle sur le long terme. À ce titre, il répond à la directive européenne 2012/33 sur la réduction des émissions de souffre par les navires et est aujourd'hui identifié et promu comme carburant d'avenir à développer par la directive 2014/94 sur les infrastructures pour carburants alternatifs. Compte-tenu de sa capacité de réponse aux exigences environnementales en cours et à venir, le GNL présente une pertinence économique à long terme et un important potentiel de développement en France.

L'objectif du SOGNL est d'engager l'Etat, les acteurs économiques et institutionnels dans des actions concrètes de promotion du GNL comme carburant. Il identifie les perspectives de développement par façade maritime, amorce la coordination du déploiement sur le territoire national et préfigure le cadre d'action national. Il définit par ailleurs les actions à mettre en œuvre en lien avec ses partenaires pour faire émerger des conditions réglementaires harmonisées et développer des formations pour la manipulation du GNL.

8.3. Démarches stratégiques thématiques à engager

8.3.1. Développement coordonné des aires de covoiturage

Covoiturage et autopartage font partie des nouveaux outils concourant à modifier les comportements de mobilité. Ils sont encouragés pour limiter les encombrements de la circulation, réduire la pollution et l'impact écologique des automobiles, diminuer les frais de déplacement des usagers.

La mise en place d'aires de covoiturage sur un territoire implique de définir leur localisation afin de trouver un équilibre entre leur taux d'utilisation à actualiser périodiquement en fonction des évolutions des besoins de covoiturage, leur articulation avec les transports collectifs pour une circulation en ville et les exigences environnementales de limiter leurs incidences que cela soit en termes d'imperméabilisation des sols, ou d'émissions de gaz à effet de serre liées au béton.

Dans certaines circonstances, les échangeurs des autoroutes situées en milieu périurbain peuvent constituer des sites privilégiés pour accueillir de telles aires. Ils figurent alors dans les investissements négociés entre l'État et les sociétés d'autoroutes en liaison avec les collectivités locales concernées.

8.3.2. Développement de la route à énergie positive

Le plan de déploiement de la route à énergie positive a pour objectif de faire de la route non seulement un axe de transport mais également une source de production d'énergie propre et renouvelable sans consommation d'espace supplémentaire.

Les projets en cours de développement se traduiront sous deux ans en démonstrateurs pour la production de chaleur et d'électricité. Des travaux de construction d'un projet de route solaire sont d'ores et déjà prévus dans l'Orne, dans le cadre d'une convention signée en 2016 entre l'État et le Conseil départemental.

Ce plan vise à atteindre, par un déploiement de réalisations concrètes sous 5 ans, l'objectif de 1 000 km de routes à énergie positive.

Il se déclinera de la manière suivante :

- mobilisation des acteurs privés dans le cadre de l'appel à projet « Route du futur » du programme d'investissement d'avenir piloté par l'Ademe sous le contrôle du commissariat général à l'investissement.
- définition par l'Etat du cadre réglementaire de déploiement de la route solaire ; généralisation des expérimentations des routes solaires et d'autres technologies sur le réseau de l'Etat et en liaison avec les collectivités et les sociétés concessionnaires d'autoroutes pour tester les différents domaines d'emplois de cette nouvelle technologie ;
- réalisation d'un démonstrateur de la route récupératrice de chaleur en s'appuyant sur la convention entre le ministère, l'IFSTTAR, le conseil départemental de Seine-et-Marne et l'industrie routière ;
- industrialisation des nouveaux procédés technologiques à partir de l'année 2017 et déploiement en France pour atteindre l'objectif de 1 000 km de routes à énergie positive.

8.3.3. Programme Mobilité 3.0. des acteurs de la mobilité intelligente

La proposition de programme d'action Mobilité 3.0 a été présentée à l'occasion du congrès mondial des transports intelligents à Bordeaux en octobre 2015, à travers le Livre Vert « Mobilité 3.0. Ensemble pour la Mobilité intelligente » soumis aux pouvoirs publics par l'association ATEC ITS-France, précédemment mandatée pour ce faire par le secrétaire d'Etat en charge des transports. Elle vise à fédérer tous les acteurs de la mobilité intelligente autour des orientations de la stratégie Mobilité 2.0, et notamment selon des axes suivants :

- Définir des stratégies communes et des feuilles de route permettant l'émergence de solutions innovantes, aisément réplicables à l'échelon national et européen.

- Favoriser l'émergence et le développement de projets innovants à l'échelle nationale et européenne, notamment par la réalisation de projets « pilotes », et leur diffusion à l'échelle nationale, avec l'appui de territoires pour les mettre en place.
- Porter l'offre française à l'international, notamment pour ce qu'elle participe à la promotion d'une mobilité sobre et propre et à la lutte contre le changement climatique dans les différents marchés à l'export.

Le programme Mobilité 3.0. visera à renforcer le dialogue entre autorités publiques, nationales et locales, et fournisseurs de solutions, qu'ils soient constructeurs ou opérateurs d'infrastructures, constructeurs de véhicules et matériels roulants, industriels de l'électronique ou des systèmes d'informations, opérateurs de services ou start-up actives dans le domaine des STI – systèmes de transports intelligents. Ce programme d'actions contribuera ainsi à offrir aux usagers et aux autorités organisatrices de la mobilité un éventail de moyens favorisant la multimodalité, les économies d'énergie, la réduction des émissions de GES et de polluants, et l'offre de services adaptés à toutes les populations de chaque type de territoire, en recherchant d'emblée l'émergence d'offres « sur étagère », réplicables à l'échelle internationale, moyennant un dispositif d'évaluation objectivée (ex-ante et ex-post) quant aux impacts et bénéfices transport, environnement et climat attachés à ces outils. Ce processus de travail sera établi pour une durée de 5 ans, moyennant une évaluation de son efficacité à 3 ans.

8.3.4. Expérimentation et développement des véhicules autonomes, notamment pour le transport public

Le développement du véhicule autonome représente un enjeu considérable pour l'industrie automobile. Ce secteur constitue le deuxième employeur de France. Les cadres d'expérimentation et de développement des véhicules autonomes sont vitaux pour la compétitivité de ces industries.

De plus, le développement du véhicule autonome est susceptible de présenter des impacts majeurs sur les transports et la mobilité, en premier lieu en termes de sécurité. En termes énergétiques, le gisement d'efficacité apparait très important. Le véhicule autonome devrait permettre une fluidification du trafic routier, en accroissant considérablement l'efficacité des mesures de régulation dynamique du trafic.

Le véhicule autonome devrait également impacter fortement la mobilité urbaine, les frontières entre le véhicule individuel, le taxi ou VTC et les transports en commun s'estompant. Une telle évolution conduira à revoir les fondements des politiques de déplacements urbains.

Il importe donc, au-delà de l'élaboration du cadre législatif et réglementaire des expérimentations issu de la Loi de transition énergétique pour la croissance verte, de disposer d'une stratégie nationale d'expérimentation et de développement des véhicules autonomes. La composante liée aux transports publics et le lien avec l'électro-mobilité méritent une attention particulière dans cette stratégie. L'initiative franco-allemande sur la mobilité électrique et numérique, lancée par le Secrétaire d'Etat chargé des transports, de la mer et de la pêche et son homologue allemand en septembre 2016 s'inscrit dans ce cadre.

8.3.5. Innovation dans les transports

Le secteur des transports se caractérise par un foisonnement croissant et fertile de sources d'innovation, dans les infrastructures, les matériels, les véhicules, les motorisations, mais aussi dans les techniques d'exploitation des réseaux, dans les nouveaux services, dans l'usage des technologies de l'information et de la communication.

Parmi les dispositifs de soutien à l'innovation, les programmes véhicules et transports du futur ont su mobiliser des champs d'innovation divers, en particulier au travers des appels à projets initiés en 2015 (performances des véhicules, véhicule connectés ou autonomes, usages/services innovants de mobilité des personnes et des biens, systèmes et matériels de transports ferroviaires, tant en milieux urbains et interurbains que sur les courtes et longues distances ; équipements, technologies et services attachés aux navires de transport, de travail et de loisir ; ferries propres ; déploiement des infrastructures de recharge pour les véhicules électriques et hybrides rechargeables ; logistique, exploitation optimisée des flux, efficacité des plate-formes logistiques ; capteurs d'évaluation du véhicule, de ses performances et de la conduite ; route du futur : construction et entretien écologiques, insertion dans les chaînes énergétiques, technologies de l'information et de la

communication). Il importe que la dynamique d'innovation ainsi créée puisse continuer à se diffuser, en impliquant de façon croissante les services de mobilité, les PME et les start-ups, les territoires, et en favorisant le développement et la capitalisation des compétences et des connaissances.

Le programme « Véhicule du futur » a permis de mobiliser les secteurs automobile, naval et ferroviaire autour d'enjeux technologiques structurants pour leurs filières respectives, notamment autour des thématiques liées aux performances des groupes motopropulseurs (thermiques, hybrides ou électriques), à l'allègement des véhicules ou au développement de véhicules autonomes. Des feuilles de route technologiques ont été développées par ces filières, ou sont en cours de rédaction. Elles s'inscrivent dans le cadre des Solutions de la Nouvelle France industrielle « Mobilité écologique » et « Transport de demain ». Elles devraient susciter des projets structurants de R&D collaborative que le PIA 3 a vocation à soutenir.

En particulier, le PIA 3 permettra :

- de poursuivre un effort de R&D de recherche industrielle visant de grands programmes des donneurs d'ordre des filières (constructeurs et grands équipementiers automobile, construction navale et ferroviaire), sur le véhicule propre dans le contexte d'exigences techniques accrues, mais également sur le véhicule intelligent (autonome et connecté) ;

- de maintenir un soutien ciblé à l'innovation des PME ;

- de soutenir l'expérimentation des véhicules et le déploiement des infrastructures correspondantes, en particulier sur le sujet du véhicule autonome.

Le « véhicule intelligent » doit en particulier faire l'objet d'une priorité sous ses différentes dimensions : R&D, notamment de briques technologiques et en matière d'infrastructures, moyens d'essais mutualisés, expérimentations (communication véhicules/véhicules et véhicules/infrastructures).

Par ailleurs, le programme « Véhicule du futur » a été utilisé dans le cadre des PIA 1 et 2 pour contribuer au financement du déploiement d'infrastructures de recharge (bornes de recharges électriques pour les automobiles) et de modernisation de parc (ferries). Les nouvelles contributions du PIA au financement de ce type de projets doivent être concentrées sur les déploiements de solutions innovantes, ou dont le déploiement représenterait un risque d'exécution significatif.

Annexes

Annexe 1 : Évaluation de l'offre existante de mobilité propre

1. Indicateurs transport de la SNBC

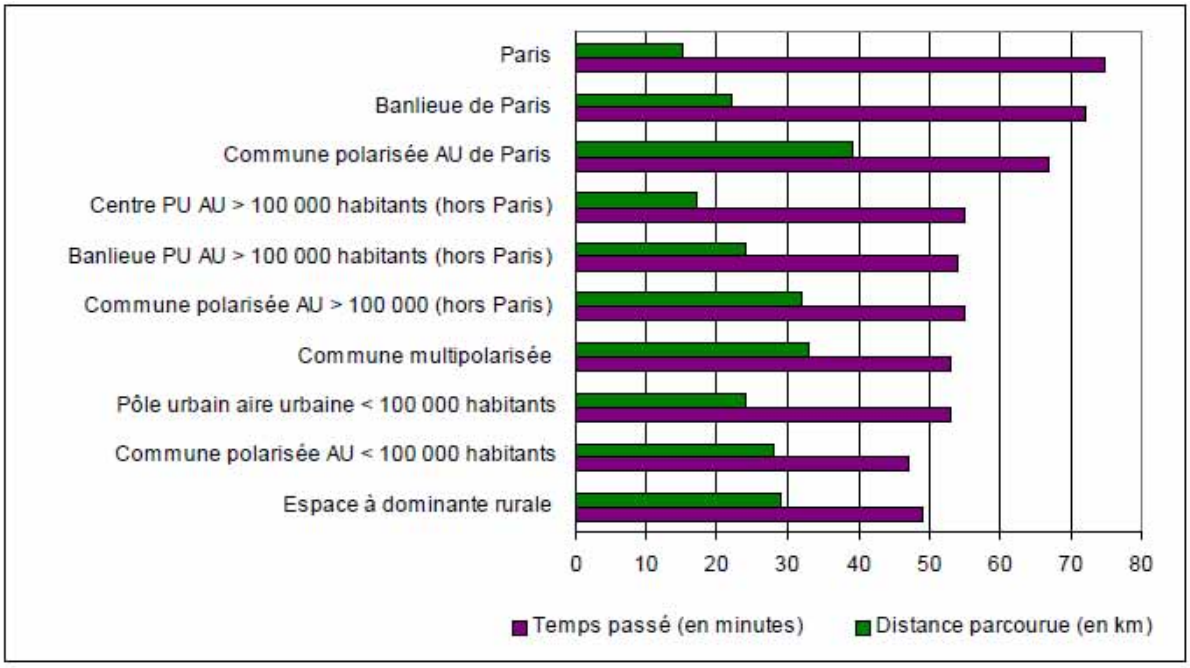
1.1. Maîtriser la mobilité des personnes et des marchandises

Objectif SNBC dans le scénario de référence :

- +2 % de km/personne à l'horizon du 3ème budget carbone par rapport à 2013
- stabilisation des tonnes*km par unité de PIB à 2050 par rapport à 2013)

1.1.1. Les km / personne tous modes

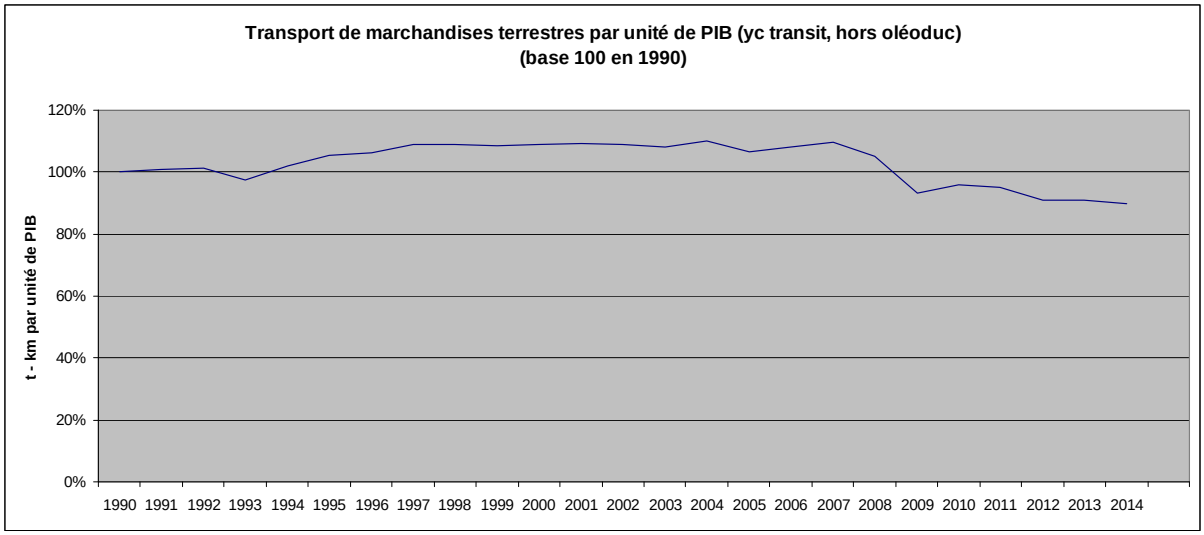
Evolution des déplacements locaux (source ENTD)	1982	1994	2008
Nombre de déplacements quotidiens par personne	3.34	3.16	3.15
Distance quotidienne parcourue par personne	17.4	23.1	25.2

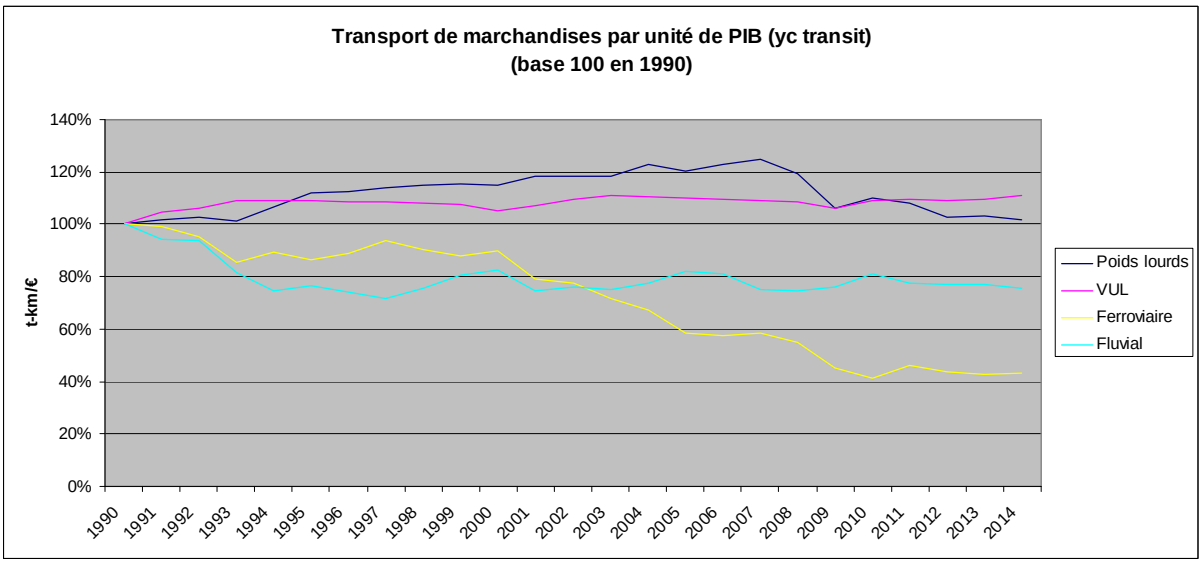


Champ : déplacements un jour de semaine des individus âgés de 6 ans ou plus résidant en France métropolitaine.
Source : SOeS, Insee, Inrets, enquête nationale transports et déplacements 2008

1.1.2. Transport de marchandises par unité de PIB (t.km/€)

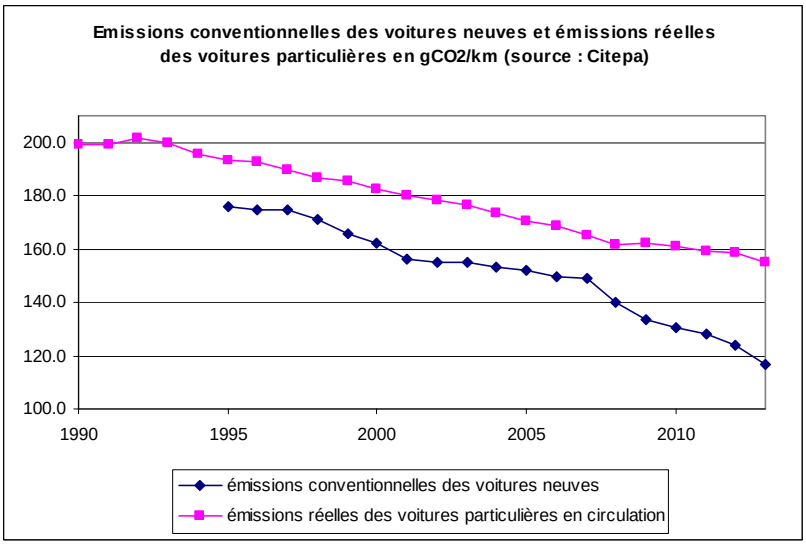
En 2014, 0.159 t-km par unité de PIB pour l'ensemble du transport terrestre de marchandises :
- 0.129 t-km/€ pour le transport routier par poids lourds
- 0.011 t-km/€ pour le transport routier par VUL
- 0.016 t-km/€ pour le transport ferroviaire
- 0.004 t-km/€ pour le transport fluvial





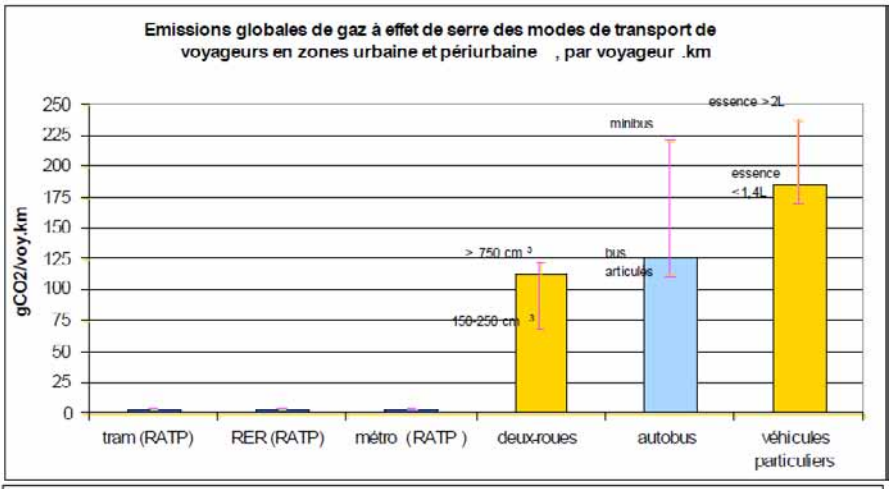
Source : CCTN 2014

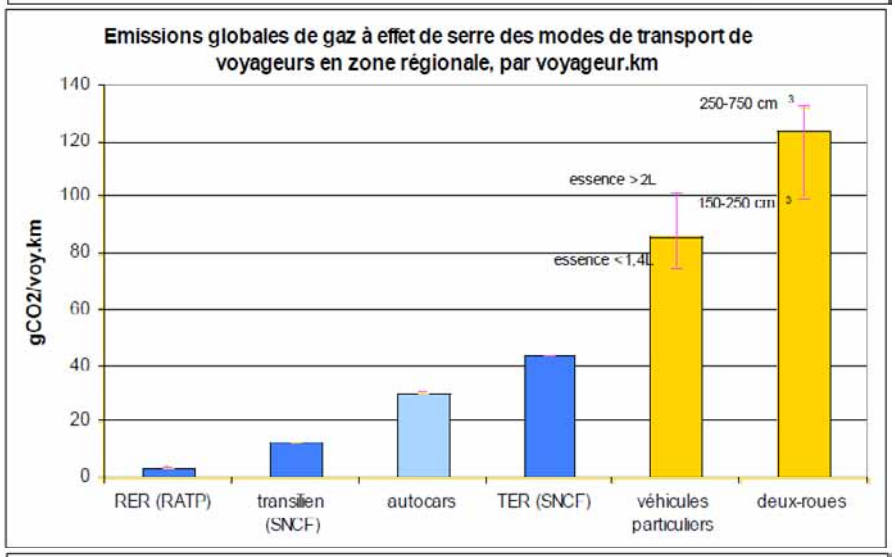
1.2. Emissions GES des transports (kgCO2e/pkm et KgCO2e/tkm)

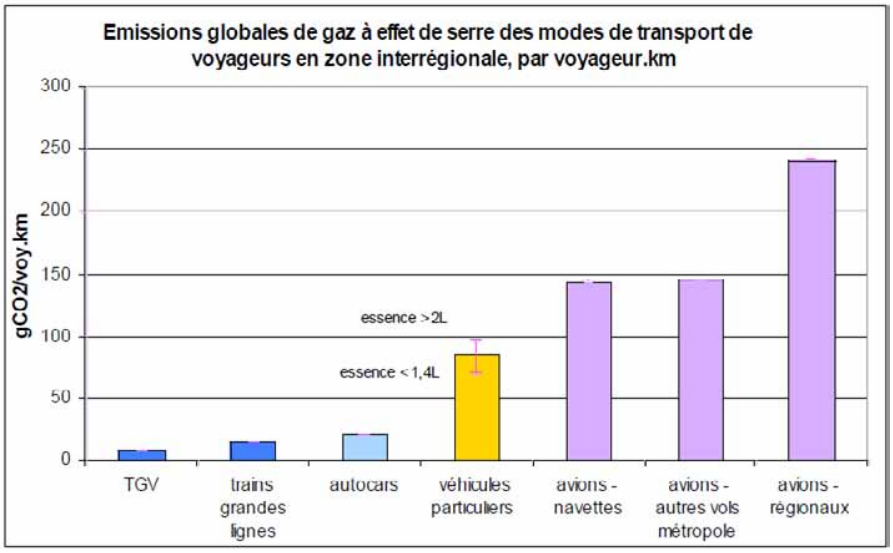


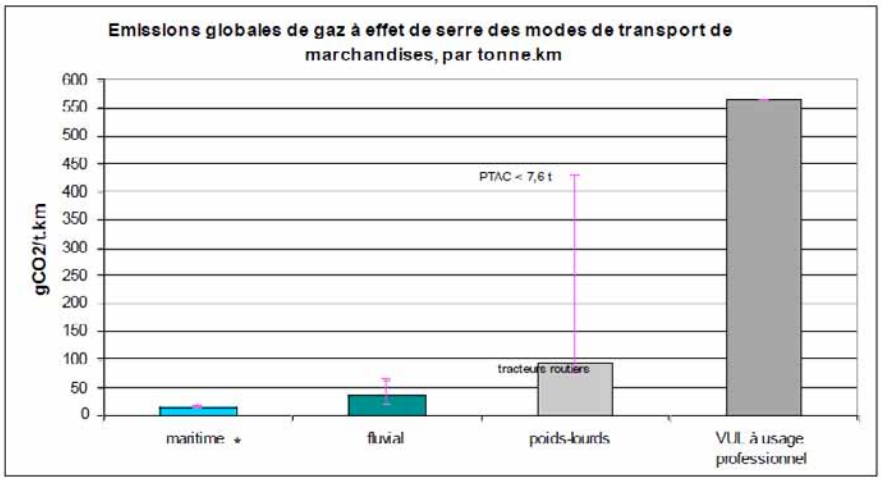
<u>Emissions de GES des modes de transport voyageurs par type de zone (source ADEME)</u>

Les taux d'occupation des véhicules et les consommations par veh.km variant selon la zone de circulation, les graphiques ci-dessous présentent une estimation des émissions de GES par mode selon la zone.









1.3. Taux de chargement et de remplissage moyen

Objectifs SNBC :

- +10 % de taux chargement pour les poids lourds ;
- +8 % de taux de remplissage pour les transports de passagers des à l'horizon du 3ème budget carbone par rapport à 2013.

1.3.1. Taux de chargement des poids lourds

Le taux de retour à vide reste stable depuis les années 1990. Il se situe aux alentours de 35 % pour le transport en compte propre, et de 20 % pour le transport en compte d'autrui (source : enquête TRM).

Le taux de charge moyen, pour un PL thermique, est de 10,2 tonnes (source : CCTN 2013).

1.3.2. Taux d'occupation des véhicules particuliers

	taux d'occupation des véhicules		répartition des déplacements	
distance	ENTD 1994	ENTD 2008	ENTD 1994	ENTD 2008
moins de 20 km	1,11	1,22	84.9 %	82 %
entre 20 et 50 km	1,66	1,5	11.5 %	13.40 %
entre 50 et 200 km	1,9	1,72	3.2 %	4.10 %
entre 200 et 400 km	1.99	2,29	0.3 %	0.30 %
entre 400 et 1000 km	2,43	2,18	0.1 %	0.10 %
plus de 1000 km	2.18	2,92		

Pour les courtes distances on observe une augmentation du taux d'occupation des véhicules tandis que l'on observe plutôt une diminution pour les déplacements longue distance, et l'augmentation du nombre de classes de distance permet d'affiner les estimations en limitant les effets de bord entre classes de distance.

Les trajets de courte distance représentent plus de 80 % des v.km et le taux d'occupation est très faible pour cette classe de distance.

1.4. Améliorer l'efficacité énergétique des véhicules

Les consommations unitaires (litres / 100 km) des véhicules routier de marchandises restent stables depuis les années 1990 :

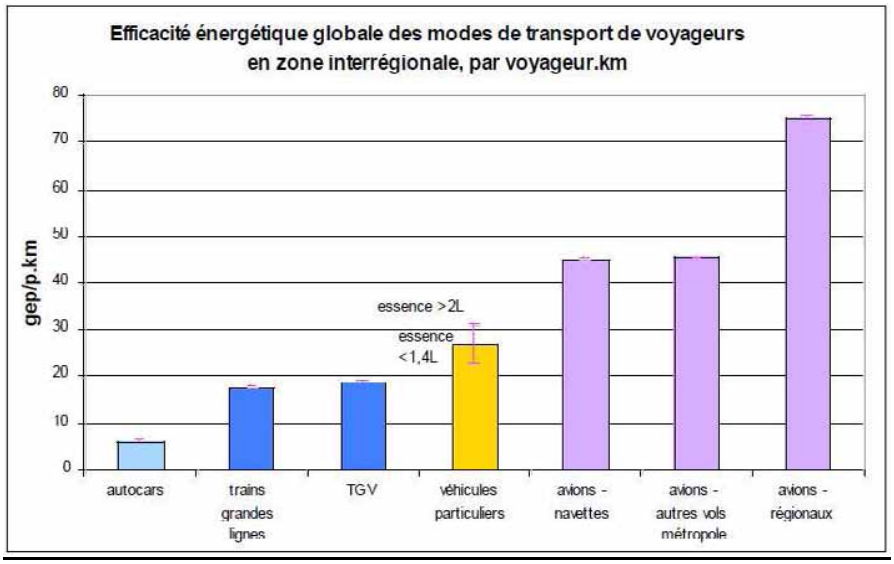
- Autour des 35 L / 100km pour les poids lourds
- Autours des 10L / 100 km pour les VUL

Consommations unitaires des véhicules immatriculés en France (Source : SOeS-Bilan de la circulation d'après SOeS, CCFA, Setra, Asfa, Kantar-Worldpanel, TNS-Sofres, CPDP)

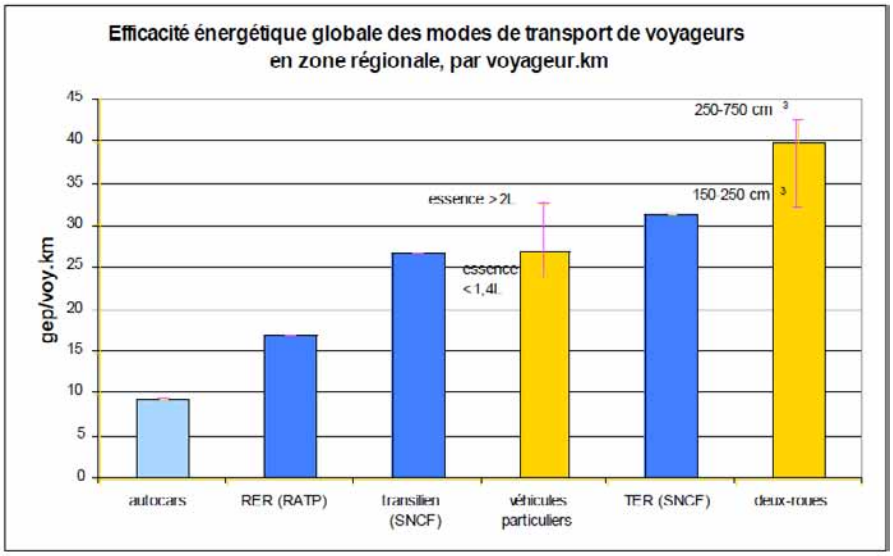
en litres / 100 km	**1990**	**2000**	**2010**	**2014**
Voitures particulières	**8.21**	**7.46**	**6.93**	**6.49**
dont essence	8.68	8.12	7.82	7.42
dont Diesel	6.73	6.74	6.56	6.19
Véhicules utilitaires légers	**9.63**	**9.62**	**9.32**	**8.95**
dont essence	9.39	9.29	8.44	8.03
dont Diesel	9.77	9.67	9.37	8.98
Véhicules lourds	**35.81**	**36.27**	**34.85**	**34.00**
dont poids lourds	36.23	36.62	35.33	34.64
dont bus et cars	32.00	32.99	32.99	32.13

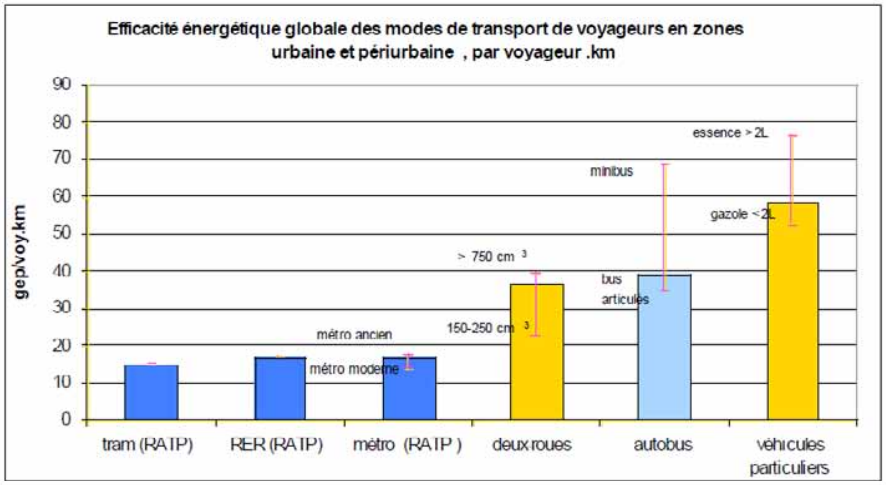
Efficacité énergétique des modes de transport voyageurs par type de zone (source ADEME[18])

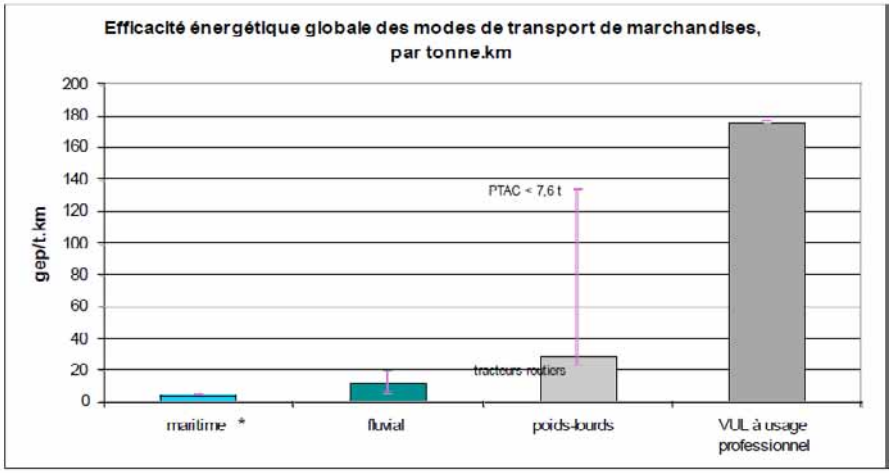
Les taux d'occupation des véhicules et les consommations par veh.km variant selon la zone de circulation, les graphiques ci-dessous présentent une estimation de l'efficacité énergétique par mode selon la zone.

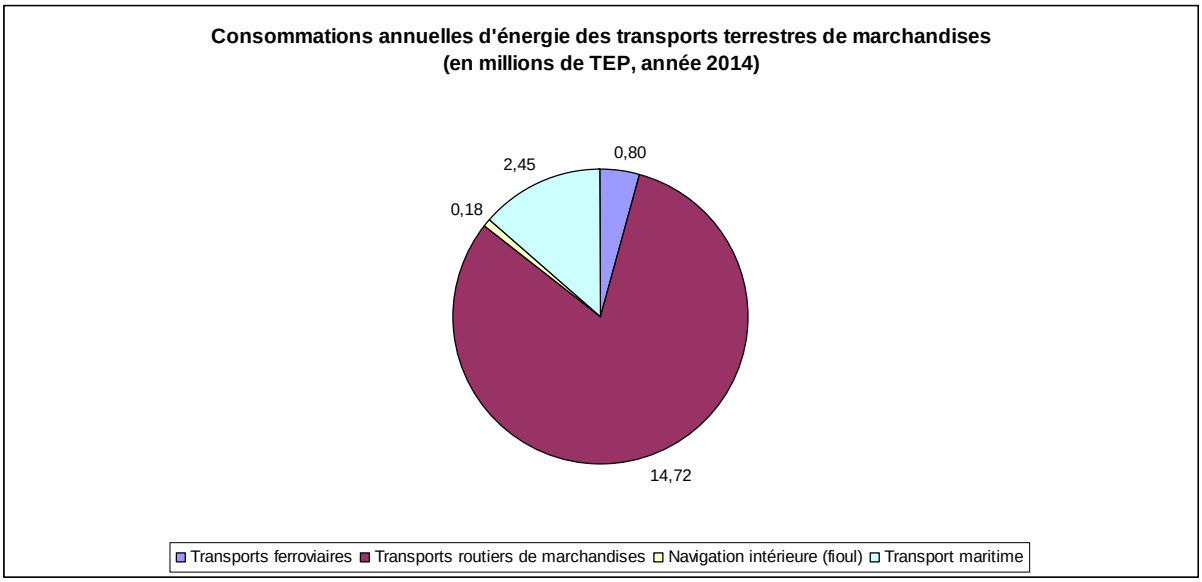


18 ADEME-Deloitte - « Étude sur les efficacités énergétiques et environnementales des modes de transports » - 2007 (2005) / SNCF et RATP - 20


Efficacité énergétique globale des modes de transport de voyageurs en zone régionale, par voyageur.km
gep/voy.km
45
40
35
30
25
20
15
10
5
0
250-750 cm 3
150 250 cm 3
essence > 2L
essence < 1,4L
autocars
RER (RATP)
transilien (SNCF)
véhicules particuliers
TER (SNCF)
deux-roues


Efficacité énergétique globale des modes de transport de voyageurs en zones urbaine et périurbaine , par voyageur .km
gep/voy.km
90
80
70
60
50
40
30
20
10
0
essence > 2L
minibus
gazole < 2L
> 750 cm 3
bus articulés
150-250 cm 3
métro ancien
métro moderne
tram (RATP)
RER (RATP)
métro (RATP)
deux roues
autobus
véhicules particuliers


Efficacité énergétique globale des modes de transport de marchandises, par tonne.km
gep/t.km
200
180
160
140
120
100
80
60
40
20
0
PTAC < 7,6 t
tracteurs routiers
maritime *
fluvial
poids-lourds
VUL à usage professionnel



Source : CCTN (transport de marchandises)

Coefficients d'équivalence de la tonne équivalent pétrole:

- *1 000 kWh électriques = 0,086 tep*
- *1 t de gazole ou de fioul = 1 tep*
- *1 000 kWh de gaz naturel = 0,077 tep*
- *1 t d'essence ou carburéacteur = 1,048 tep,*
- *1 t de fioul lourd = 0,952 tep*

1.5. Diminuer l'intensité carbone des carburants

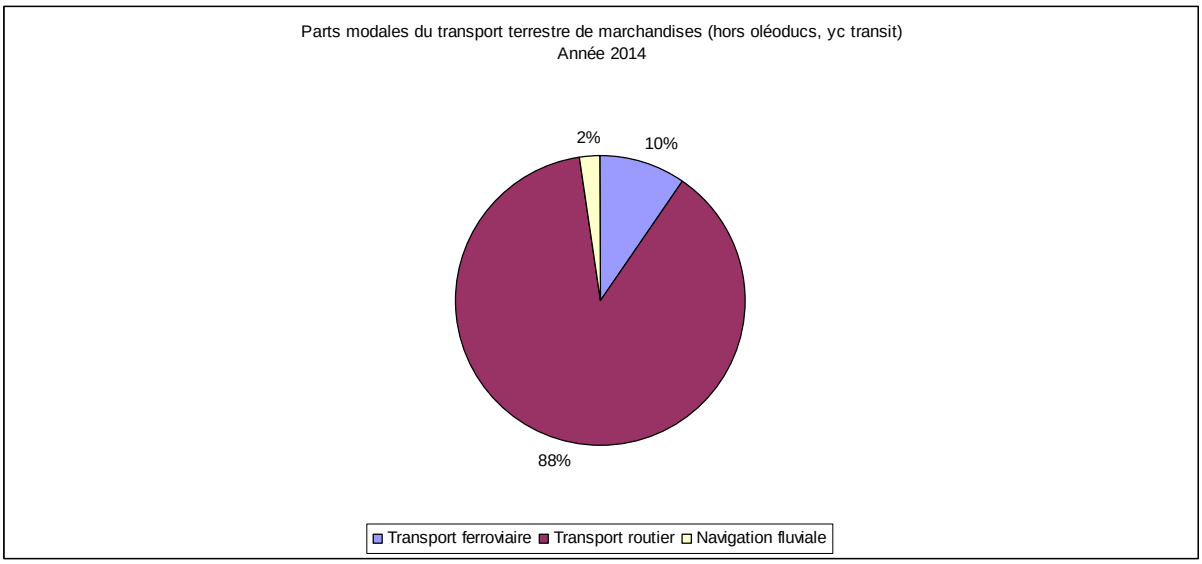
Objectif SNBC :

- en moyenne -6 % d'émissions GES/énergies utilisées entre 2013 et le 3ème budget carbone (ou +5 % de la part de l'électricité à 2030)
- -37 % d'émissions GES/énergies utilisées à 2050

1.6. Report modal

1.6.1. Part du fret ferroviaire/fluvial

En termes de parts modales, le transport routier s'impose de plus en plus fortement, passant de 77 % en 1990 à 88 % en 2014. Cela s'est fait principalement au dépend du transport ferroviaire, qui perd sur cette même période 10 point de part modale (9.8 % en 2014). Le mode fluvial représente 2.4 %.



Source : CCTN 2014

1.6.2. Part des transports en commun et modes actifs dans la mobilité des passagers

Transport intérieur de voyageurs	**1990**	**1995**	**2000**	**2005**	**2010**	**2014**
Trafic total en Md voy.km	744	794	892	947	974	**1000**
Parts modales (%)						
Véhicules particuliers	83.0 %	85.3 %	84.5 %	84.5 %	83.2 %	**83.0 %**
Autobus, autocars et tramways	5.5 %	5.2 %	4.7 %	4.7 %	5.2 %	**5.4 %**
Transports ferrés	10.0 %	8.0 %	9.1 %	9.4 %	10.3 %	**10.2 %**
Transports aériens	1.5 %	1.5 %	1.7 %	1.4 %	1.3 %	**1.4 %**

Les parts modales du transport de voyageur restent relativement stables malgré les évolutions des réseaux.

La croissance moyenne de la demande est de 1.2 % par an, portée par une augmentation de la population et de la mobilité des ménages (augmentation de 15 % l'intensité moyenne de la mobilité longue distance entre les ENTD de 1994 et 2008, mesurée par la fréquence de déplacements), avec un ralentissement depuis le début des années 2000, joint à un ralentissement du taux de motorisation des ménages.

La mobilité locale représente 98,7 % des déplacements des Français mais seulement 59,6 % en voyageurs-km, les voyages à longue distance pesant plus sur les distances parcourues.

Répartition **des déplacements locaux** en semaine selon le mode de transport (en %)

ENTD	**voiture**	**TC**	**2RM**	**Marche**	**Vélo**
1982	48.8	8.6	4.2	34.1	4.5
1994	63.5	9.0	1.4	23.2	2.9
2008	64.9	8.4	1.7	22.3	2.7

La part modale des TCU reste relativement stable entre 1982 et 2008, tandis que les parts modales des autres modes ont connu une forte variation ente 1982 et 1994 et se sont stabilisés depuis. La part modale des deux roues motorisées (2RM) augmente très légèrement entre 94 et 2008 et la part modale de la voiture augmente, passant en moyenne de 63.5 % à 64.9 %.

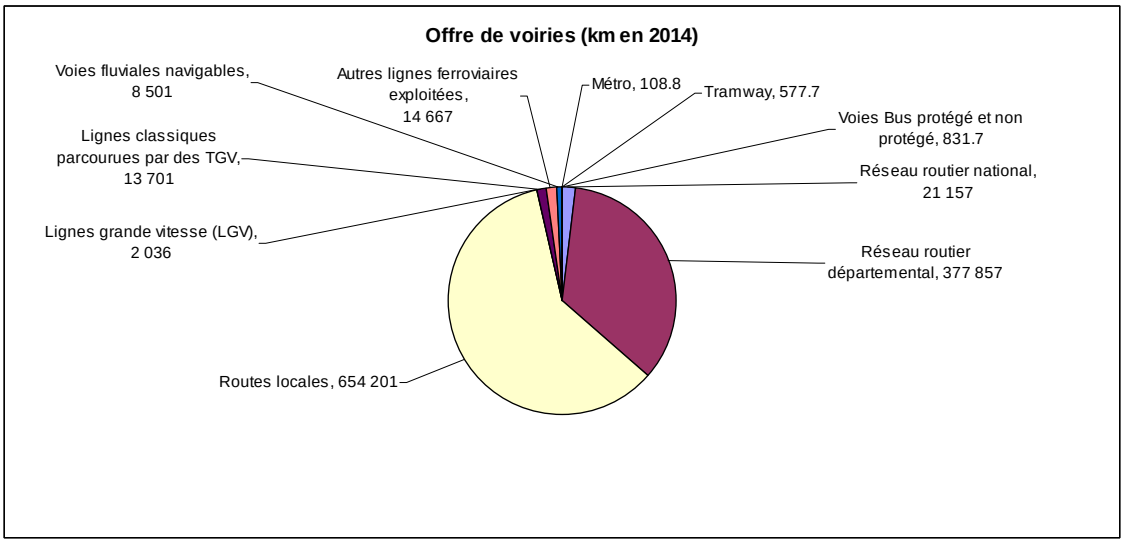
Après une très forte baisse de 1982 à 1994, la part de la marche et du vélo dans les déplacements quotidiens des individus se stabilise, marquant ainsi une inflexion de la tendance. La marche représente 22,3 % des déplacements en semaine en 2008, en légère baisse par rapport à 1994. La part du vélo est stable à 2,7 % (cf. tableau ci-dessous) bien que l'on observe des variations locales en lien avec une amélioration de l'offre (augmentation du linéaire de pistes cyclables, du nombre de stationnements vélo et des systèmes de vélos en libre service).

1.7. Budget transport des ménages

CATÉGORIE DE COMMUNE DE RÉSIDENCE	***Ensemble***	Rural	Petites villes (- de 20 000 hab.)	Villes moyennes (de 20 000 à 100 000 hab.)	Grandes villes (+ de 100 000 hab.)	Complexe agglo Paris
Part du budget transport dans les dépenses annuelles	17%	20%	19%	18%	17%	14%
TRANSPORTS	**4 610**	**5 387**	**4 817**	**4 375**	**4 224**	**4 275**
Achats de véhicules	**2 002**	**2 466**	**2 346**	**2 060**	**1 863**	**1 265**
Achats d automobiles	*1 897*	*2 333*	*2 240*	*1 980*	*1 761*	*1 170*
Achats de motocycles	*82*	*107*	*73*	*59*	*77*	*84*
Achats de cycles	*24*	*25*	*33*	*21*	*26*	*11*

Frais d utilisation de véhicules personnels (entretien, essence, garagiste, parking, péage)	**1 814**	**2 485**	**2 017**	**1 727**	**1 564**	**1 261**
Pièces détachées et accessoires pour les véhicules personnels (hors ceux installés par un professionnel)	*152*	*257*	*157*	*157*	*108*	*87*
Carburants et lubrifiants, antigel…	*1 273*	*1 769*	*1 462*	*1 196*	*1 083*	*841*
Services d'entretien et réparation des véhicules personnels	*276*	*352*	*311*	*267*	*239*	*214*
Autres services liés à l'utilisation de véhicules personnels	*114*	*106*	*86*	*107*	*134*	*119*
Services de transport	484	208	205	367	473	1 232
Autres dépenses de transport	309	228	248	222	324	517

1.8. Offre d'infrastructure

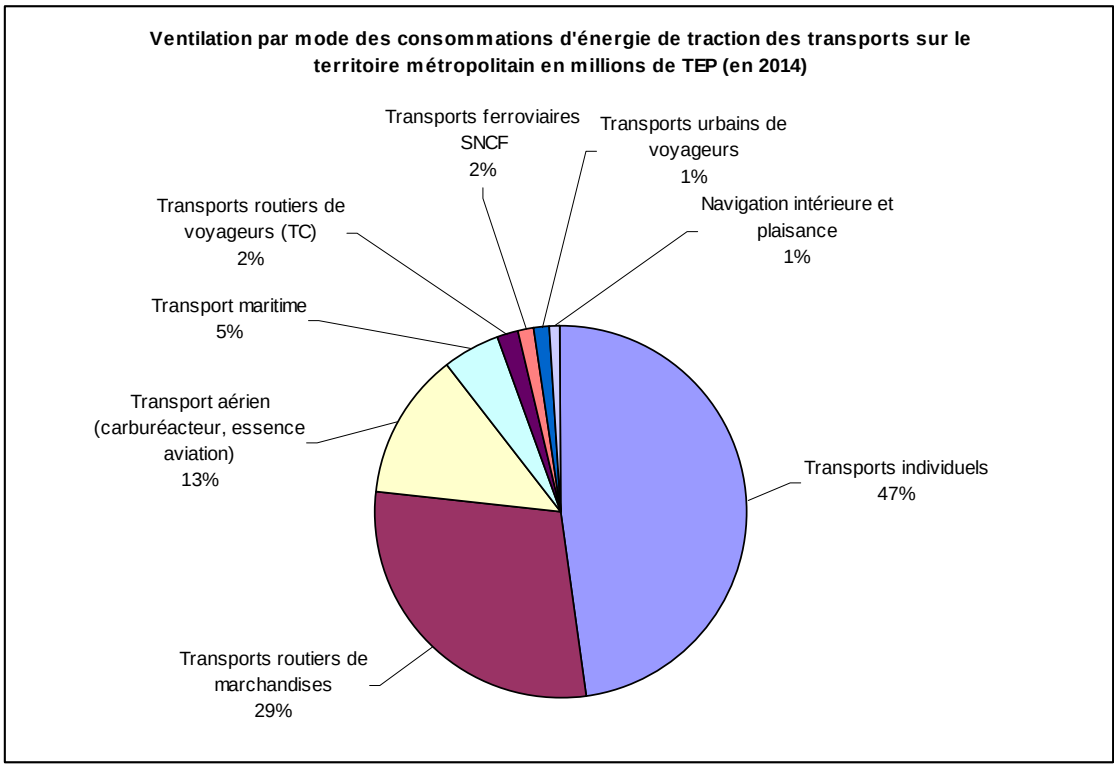


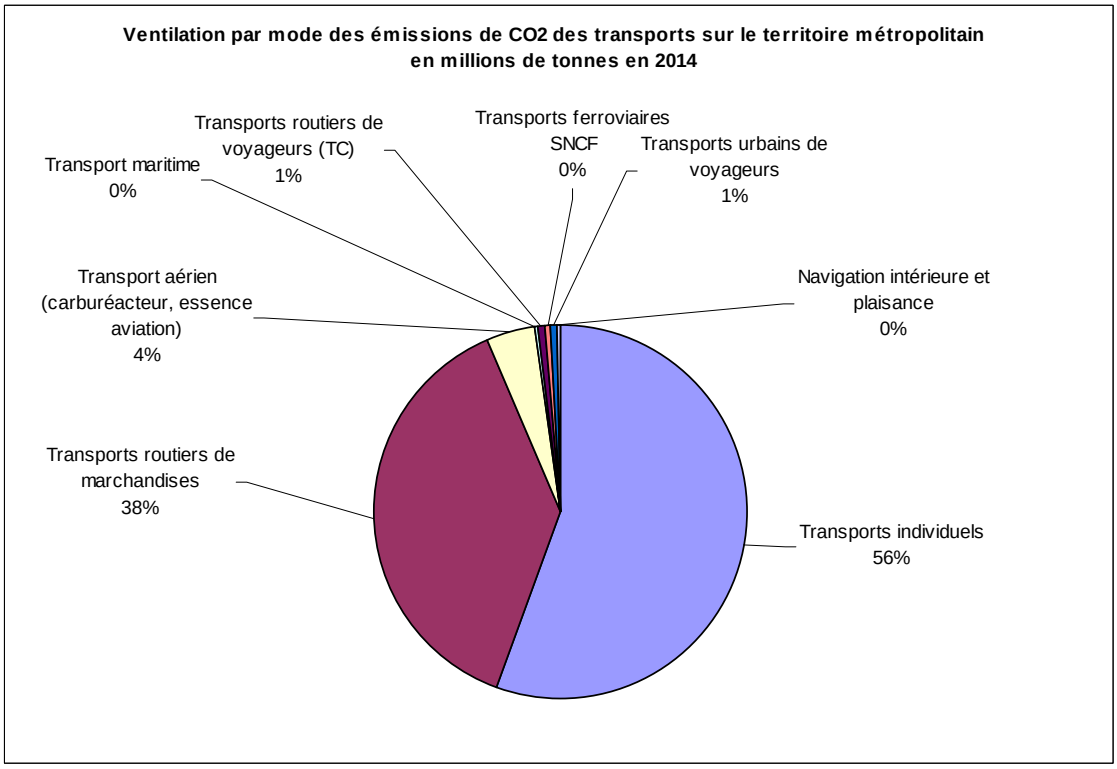
Nombre d'aéroports (source : transport pocketbook 2015) :

- Plus de 10 million de passagers transportés (hors transit) : 3
- 5 à 10 million : 4
- 1 à 5 million : 12
- 500 000 à 1 million : 3
- 100 000 à 500 000 : 21
- 15 000 à 100 000 : 6

2. Données de cadrage

2.1. Consommations et émissions du transport





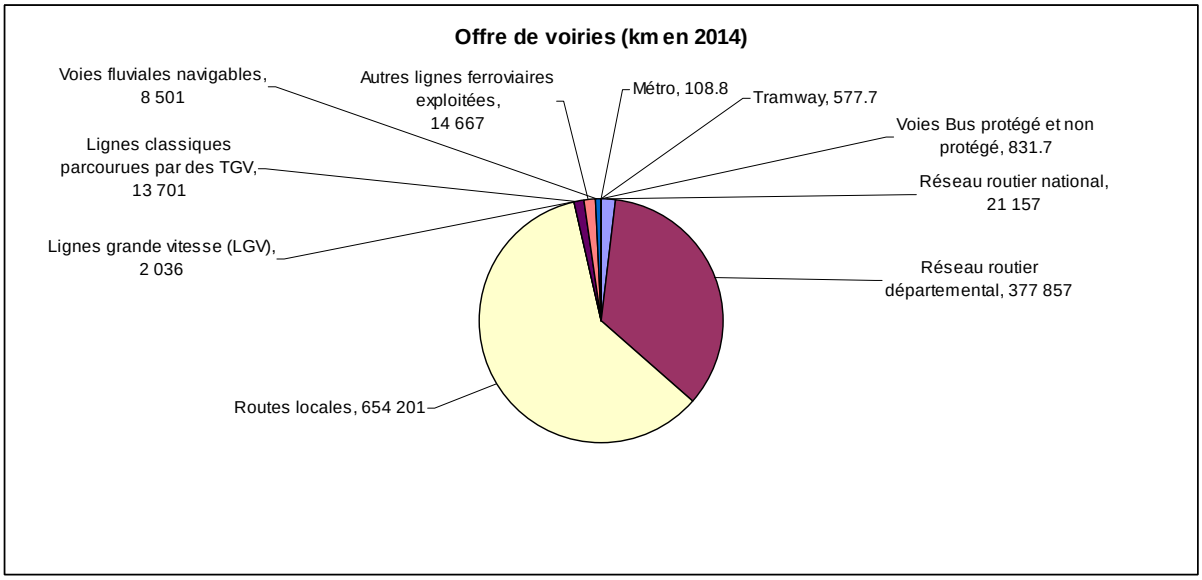
En 2013, en France, le secteur des transports représentait :

- 27 % des émissions de gaz à effet de serre

- 39 % des émissions de CO2, avec
  - le routier qui représente 96.1 % de la part transport,

- 61 % des émissions de NOx avec
  - le routier qui représente 90 % de la part transport
  - le fer qui représente 2 % de la part transport
  - le maritime qui représente 5 % de la part transport
  - l'aérien qui représente 2 % de la part transport
- 15.4 % des émissions de PM10 avec
  - le routier qui représente 83 % de la part transport
  - le fer qui représente 6 % de la part transport
  - le fluvial qui représente 5 % de la part transport
  - l'aérien qui représente 4 % de la part transport
  - le maritime qui représente 1 % de la part transport
- 17.9 % des émissions de PM2,5 avec
  - le routier qui représente 86 % de la part transport
  - le fer qui représente 3 % de la part transport
  - le fluvial qui représente 6 % de la part transport
  - l'aérien qui représente 4 % de la part transport
  - le maritime qui représente 1 % de la part transport.

2.2. Offre d'infrastructure



Nombre d'aéroports (source : transport pocketbook 2015) :
- Plus de 10 million de passagers transportés (hors transit) : 3
- 5 à 10 million : 4
- 1 à 5 million : 12
- 500 000 à 1 million : 3
- 100 000 à 500 000 : 21
- 15 000 à 100 000 : 6

3. Mobilité de voyageurs

3.1. Evolution de la demande de transport de voyageurs et parts modales

Transport intérieur de voyageurs	1990	1995	2000	2005	2010	2014	TCAM des voy.km 1990-2014
Trafic total en Md voy.km	744	794	892	947	974	**1000**	1.2 %
Parts modales (%)							
Véhicules particuliers	83.0 %	85.3 %	84.5 %	84.5 %	83.2 %	**83.0 %**	1.2 %
Autobus, autocars et tramways	5.5 %	5.2 %	4.7 %	4.7 %	5.2 %	**5.4 %**	1.2 %
Transports ferrés	10.0 %	8.0 %	9.1 %	9.4 %	10.3 %	**10.2 %**	1.3 %
Transports aériens	1.5 %	1.5 %	1.7 %	1.4 %	1.3 %	**1.4 %**	0.9 %

Les parts modales du transport de voyageur restent relativement stables malgré les évolutions des réseaux.

La croissance moyenne de la demande est de 1.2 % par an, portée par une augmentation de la population et de la mobilité des ménages (augmentation de 15 % l'intensité moyenne de la mobilité longue distance entre les ENTD de 1994 et 2008, mesurée par la fréquence de déplacements), avec un ralentissement depuis le début des années 2000, joint à un ralentissement du taux de motorisation des ménages.

Concernant les déplacements locaux de voyageurs[19], l'intensité des déplacements est stable tandis que les distances parcourues augmentent.

Evolution des déplacements locaux (source ENTD)	1982	1994	2008
Nombre de déplacements quotidiens par personne	3.34	3.16	3.15
Distance quotidienne parcourue par personne	17.4	23.1	25.2

La part modale des TCU reste relativement stable entre 1982 et 2008, tandis que les parts modales des autres modes ont connu une forte variation ente 1982 et 1994 et se sont stabilisés depuis. La part modale des deux roues motorisées (2RM) augmente très légèrement entre 94 et 2008 et la part modale de la voiture augmente, passant en moyenne de 63.5 % à 64.9 %.

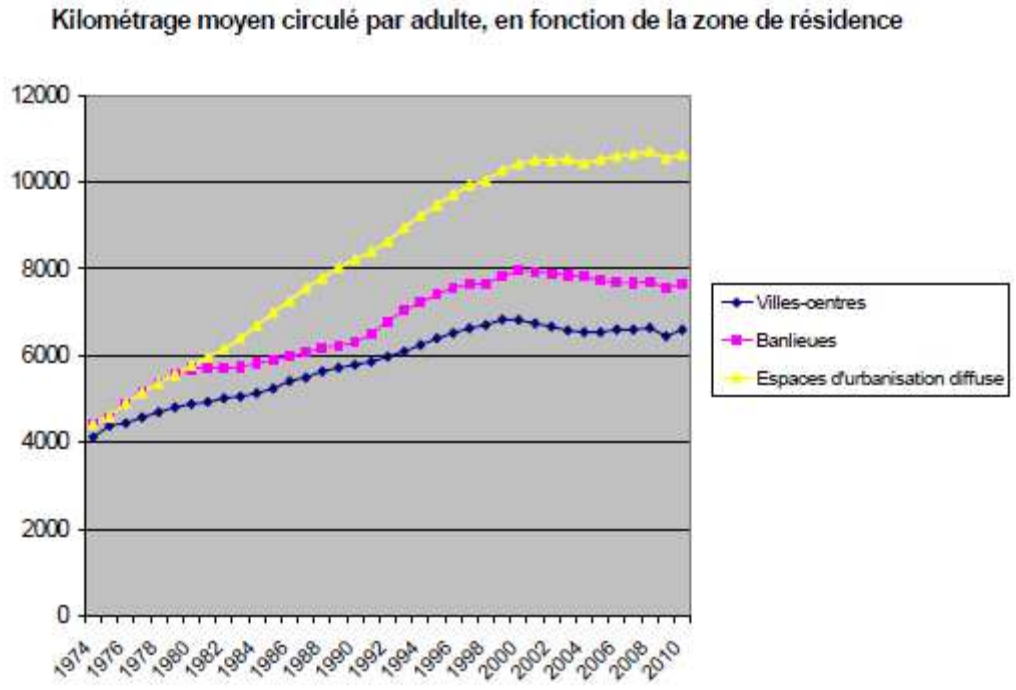
Après une très forte baisse de 1982 à 1994, la part de la marche et du vélo dans les déplacements quotidiens des individus se stabilise, marquant ainsi une inflexion de la tendance. La marche représente 22,3 % des déplacements en semaine en 2008, en légère baisse par rapport à 1994. La part du vélo est stable à 2,7 % (cf. tableau ci-dessous) bien que l'on observe des variations locales en lien avec une amélioration de l'offre (augmentation du linéaire de pistes cyclables, du nombre de stationnements vélo et des systèmes de vélos en libre service).

Répartition des déplacements locaux en semaine selon le mode de transport (en %)

ENTD	voiture	TC	2RM	Marche	Vélo
1982	**48.8**	**8.6**	**4.2**	**34.1**	**4.5**
1994	**63.5**	**9.0**	**1.4**	**23.2**	**2.9**
2008	**64.9**	**8.4**	**1.7**	**22.3**	**2.7**

Cependant, l'usage de la voiture particulière stagne depuis le début des années 2000 en termes de kilométrages annuels circulés par adulte en véhicules particuliers (source Sétra, 2013).

[19] La mobilité « locale » des Français, définie par l'ensemble des déplacements qu'ils réalisent dans un rayon de 80 kilomètres à vol d'oiseau autour du domicile et sur le territoire national. La mobilité à longue distance correspond aux déplacements, en France ou à l'étranger, à plus de 80 km du domicile. La mobilité locale représente 98,7 % des déplacements des Français mais seulement 59,6 % en voyageurs-km, les voyages à longue distance pesant plus sur les distances parcourues

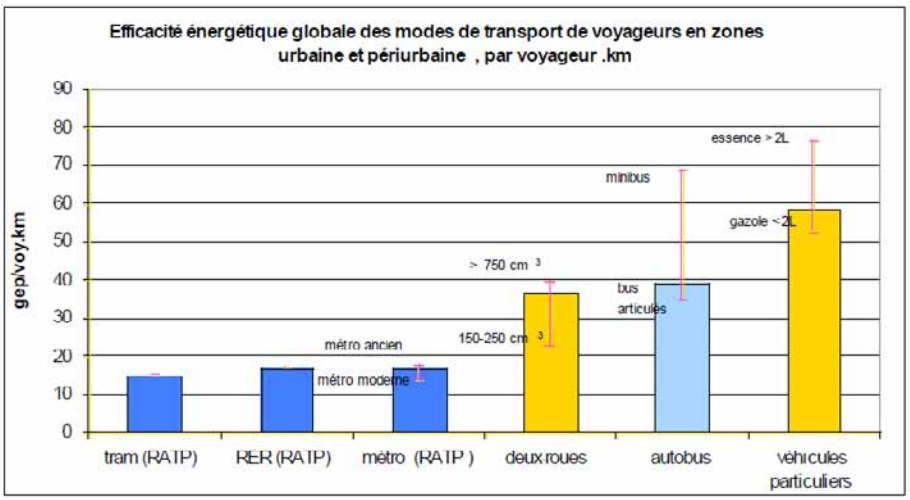


Kilométrage moyen circulé par adulte par zone de résidence entre 1974 et 2012 (source : sétra d'après enqupetes de conjoncture auprès des ménages '1974-1994) et Panel ParcAuto (1994-2012)

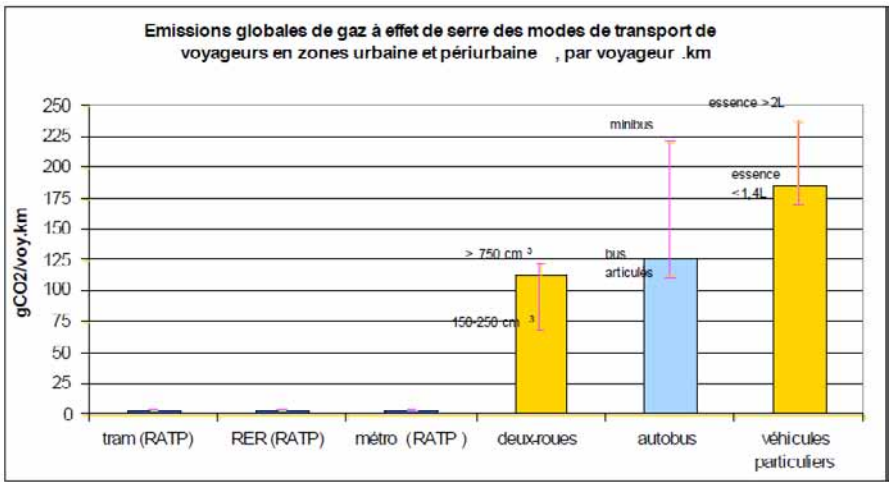
Efficacité énergétique et émissions de GES du transport de voyageurs par mode

L'augmentation de la demande est à mettre en regard avec l'efficacité des différents modes de transport de voyageurs décrite ci-dessous afin de déterminer les principaux gisements en termes de report modal. L'efficacité énergétique des modes de transport de voyageur est à analyser en fonction du type de déplacement, les taux d'occupation des véhicules variant fortement selon la distance parcourue, le motif, etc.

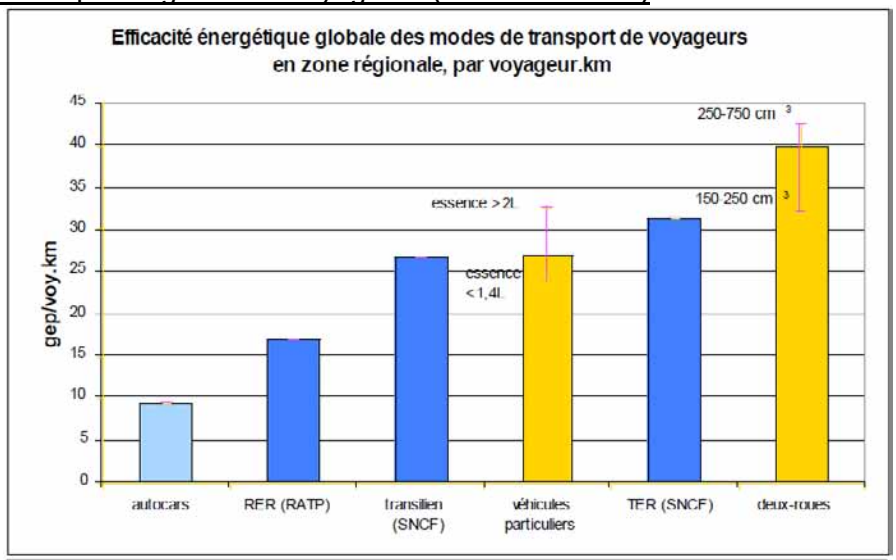
<u>Efficacité énergétique en milieu urbain et périurbain (source ADEME[20])</u>

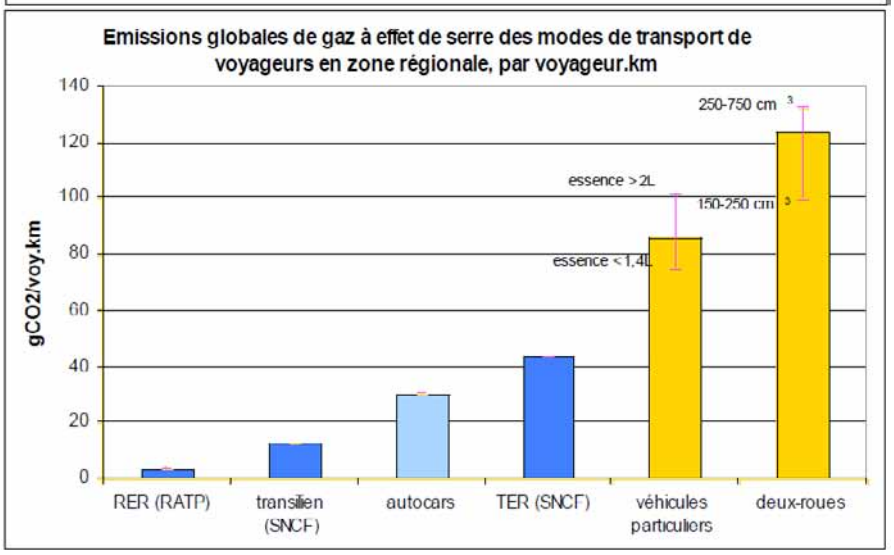


[20] ADEME-Deloitte - « Étude sur les efficacités énergétiques et environnementales des modes de transports » - 2007 (2005) / SNCF et RATP - 20

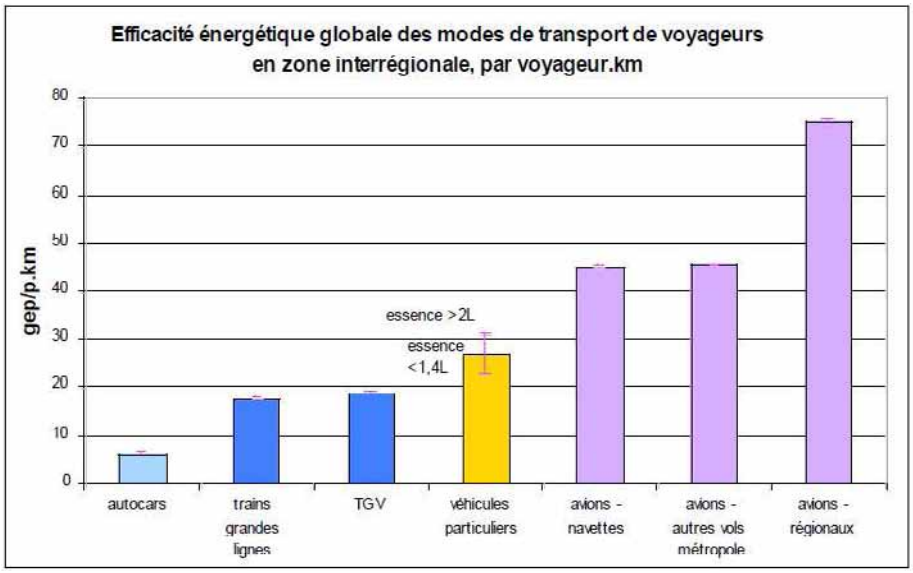


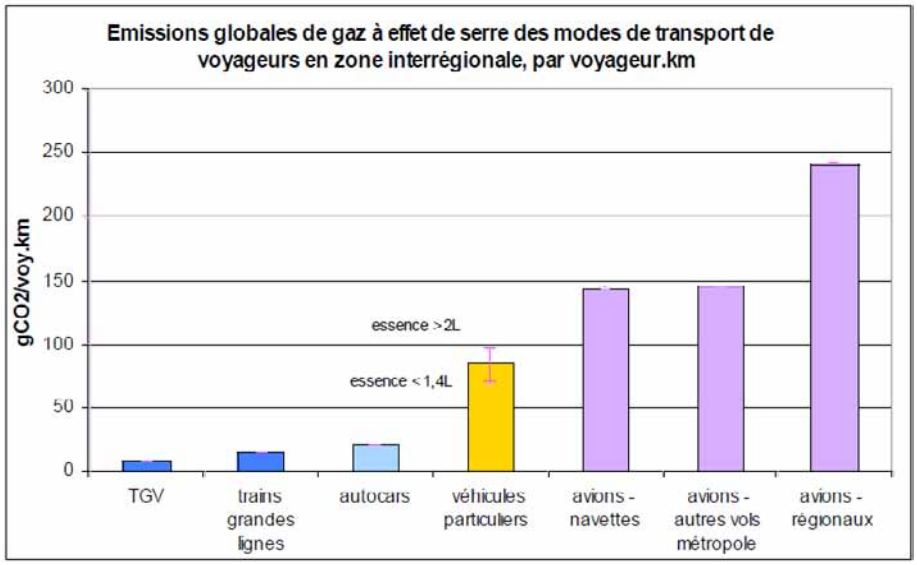
Efficacité du transport régional de voyageurs (source ADEME)





Efficacité énergétique sur les longues distances (source ADEME)

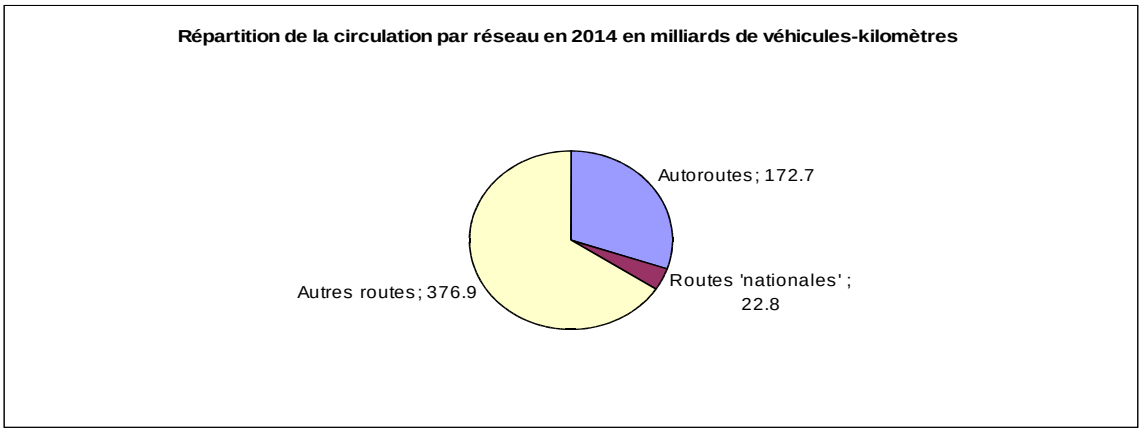




3.2. Mode routier

3.2.1. Répartition du trafic routier de voyageurs

Le trafic routier de voyageurs représente environ 50 % des émissions de CO2 du secteur des transports. Il se répartit à 66 % hors du réseau routier national.

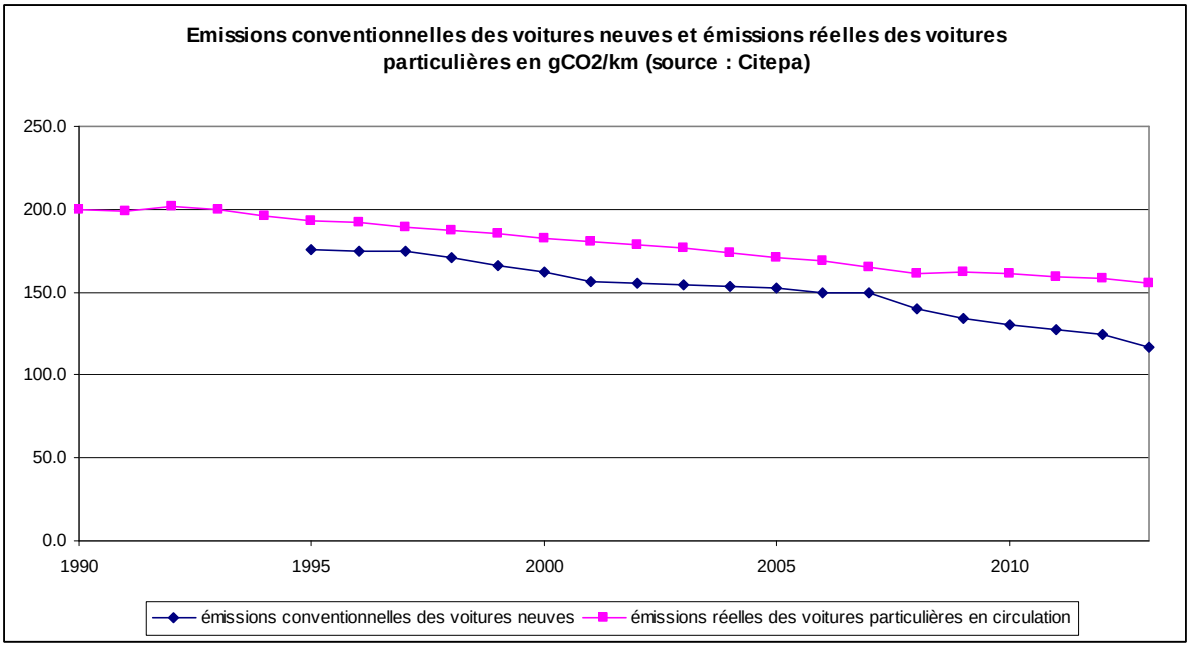


La mobilité locale représente 98,7 % des déplacements des Français mais seulement 59,6 % en

voyageurs-km, les voyages à longue distance pesant plus sur les distances parcourues.

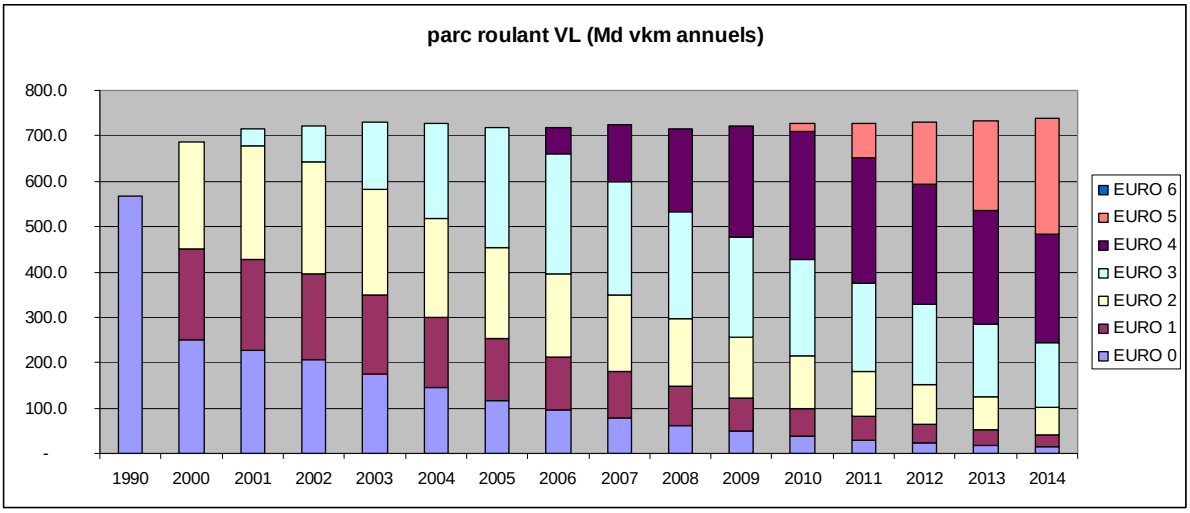
3.2.2. Le renouvellement du parc

Au niveau global, les émissions de CO2 par véhicule kilomètre pour les voitures particulières diminuent de façon quasi-linéaire depuis 1990 avec un taux de décroissance annuel moyen de plus de 1 % environ par an pour l'ensemble du parc roulant (soit une diminution totale de 23 % depuis 1990) et 2 % par an pour les émissions des voitures neuves (soit une diminution totale de 34 % depuis 1995).



L'évolution du parc roulant montre en effet une certaine rigidité des évolutions du parc, la durée de vie des véhicules particuliers étant de 15 ans en moyenne.

Evolution du parc roulant par norme euro (parc IFSTTAR 1990-2015)



Décomposition du parc roulant VL global par type de motorisation

La décomposition du parc par type de motorisation donne une information complémentaire de la décomposition par norme euro, qui donne une indication sur les polluants atmosphériques émis par le parc de véhicules particuliers.

Les véhicules hybrides (répondant aux normes euro 3 à 6) constituent une part certes croissante du parc des VP mais leur utilisation reste en 2014 négligeable par rapport au reste du parc, ils représentent moins de 1 % du parc roulant VL.

(source : Parc IFSTTAR 2011)

Type de motorisation	1990	2000	2005	2010	2015
Essence	74.78 %	51.80 %	39.11 %	28.98 %	21.49 %
Diesel	25.22 %	48.17 %	60.76 %	70.66 %	77.74 %
Hybride essence	0.00 %	0.00 %	0.06 %	0.22 %	0.51 %
Hybride diesel	0.00 %	0.00 %	0.00 %	0.00 %	0.06 %
VP GPL	0.00 %	0.03 %	0.07 %	0.14 %	0.20 %

3.2.3. Offre existante de véhicules électriques

Parc statique national (source : SOeS-RSVERO)

Le parc français de véhicules électriques au 1er août 2015 a été estimé à près de 55 000 véhicules (plus de 35 000 voitures particulières et prés de 20 000 véhicules utilitaires légers), ce qui représente un peu moins de 0,2 % du parc national. Plus de 15 000 véhicules électriques ont été vendus durant l'année 2014, soit environ 1 % des ventes de véhicules neufs en 2014, un chiffre croissant d'années en années.

En 2014, le marché du véhicule particulier électrique est dominé par le constructeur Renault-Nissan avec plus de 85 % des parts de ce marché en France. Le marché du véhicule électrique est poussé notamment par celui des flottes d'entreprises.

Offre et ventes de véhicules électriques sur le marché en 2014 en France (source : Cerema, Bornes de recharge pour véhicules électriques, 2015)

Véhicule	Immatriculations en 2014	Part des ventes de 2014
Véhicules particuliers		
Renault Zoe	6 000	57 %
Nissan Leaf	1 600	15 %
Tesla modèle S	328	3 %
BMW i3	193	2 %
Petit utilitaire (2 à 5 m^3)		
Kangoo ZE	2657	59 %
Goupil G3	451	12 %
Goupil G2	92	

Dans la catégorie des « poids lourds », l'offre est limitée à quelques modèles de camions. La marque britannique Smith produit le Smith Edison et le Smith Newton. Le véhicule Smith Newton, qui dispose d'une charge utile de 7,5T, 10T ou 12T a été adopte par les transporteurs DHL, TNT et UPS en Angleterre. Renault Trucks s'est également lancé dans le secteur du poids lourd électrique avec son véhicule le Maxiti. Celui-ci dispose d'une charge utile de 2T et peut être conduit avec un simple permis B.

3.2.4. Taux d'occupation des véhicules particuliers

	taux d'occupation des véhicules		répartition des déplacements	
distance	ENTD 1994	ENTD 2008	ENTD 1994	ENTD 2008
moins de 20 km	1,11	1,22	84.9%	82%
entre 20 et 50 km	1,66	1,5	11.5%	13.40%
entre 50 et 200 km	1,9	1,72	3.2%	4.10%
entre 200 et 400 km	1.99	2,29	0.3%	0.30%
entre 400 et 1000 km	2,43	2,18	0.1%	0.10%
plus de 1000 km	2.18	2,92		

Pour les courtes distances on observe une augmentation du taux d'occupation des véhicules tandis que l'on observe plutôt une diminution pour les déplacements longue distance, et l'augmentation du nombre de classes de distance permet d'affiner les estimations en limitant les effets de bord entre classes de distance.

Les trajets de courte distance représentent plus de 80% des vkm et le taux d'occupation est très faible pour cette classe de distance.

3.2.5. Offre de covoiturage et autopartage

Le covoiturage courte distance représente selon une étude de l'ADEME (2015) environ 3 à 3.5 trajets covoiturés/semaine (AR) avec des taux d'occupation de 2,6 personnes par véhicule.

Le covoiturage longue distance concerne les déplacements de plus de 80 kilomètres et il requiert quasi systématiquement une mise en relation externe. Le marché correspondant, en très forte croissance, est dominé par deux opérateurs de niveau européen (Blablacar et Carpooling). Le covoiturage longue distance représente 11 millions de voyages par an avec une distance de 320 km par voyage. Ne sont comptés que les voyages des passagers payants, et par conséquent sont exclus le conducteur et les éventuels passagers qui n'ont pas été mis en relation par le site internet. Il y a environ 0,9 covoitureurs par trajets proposés, et donc 12 millions trajets proposés par an. Lors d'un trajet, le conducteur offre en moyenne 2,7 places. 33 millions de covoiturages sont proposés par an dont moins d'un tiers est effectivement occupé. (source : CGDD)

Variable	Estimation 2015
Nombre de voyages par an	11 millions
Nombre de trajets offerts par an	14 millions
Nombre de places offertes par trajet	2,7 places
Distance moyenne par voyage	320 km
Kilomètres parcourus par des covoitureurs	3,5 milliards de km
Prix moyen par km	6 centimes d'euros par km

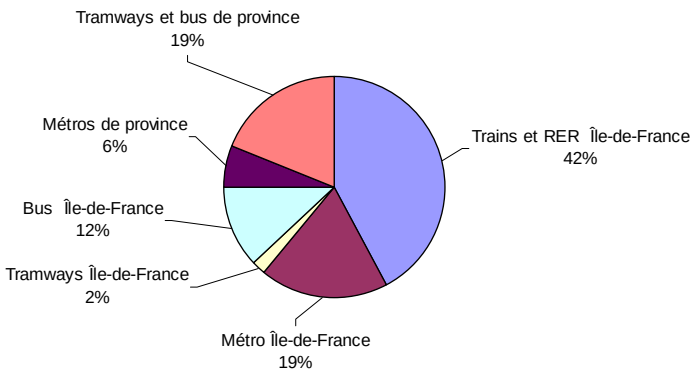
Tableau 1 : Chiffres-clé du covoiturage longue distance (CGDD, Source : Estimations à partir d'un requetage du site covoiturage.fr)
Attention : résultats non consolidés, notamment du fait d'un temps d'observation trop court

3.2.6. Parc de deux roues motorisées utilisées pour le transport de voyageurs, trafic et émissions

Les deux roues motorisées représentent 14Md de vkm en 2014 soit environ 2 % du trafic routier de voyageurs. Ils émettent entre 70 et 120g CO2/km (90 en moyenne), ce qui représente environ 2 % des émissions de CO2 du transport routier en France. Ils sont responsables de 15 % des émissions de COVNM et 14 % des émissions de CO du transport routier en France.

3.3. Transports en commun

Répartition de la circulation par réseau pour le transport collectif urbain de voyageurs en 2014 en millions de voyageurs.kilomètres



Le transport en commun urbain représente 41 Md vkm sur un total de 1 000 Md voy.km pour le transport intérieur de voyageurs en 2014.

Niveau en millions de voyageurs-kilomètres	**2014**	croissance annuelle moyenne
Trains et RER Île-de-France	*17 342*	2 %
Métro Île-de-France	*7 722*	2 %
Tramways Île-de-France	744	14 %
Bus Île-de-France	4 932	2 %
Métros de province	2 569	5 %
Tramways et bus de province	7 698	3 %
Ensemble TCU	**41 008**	2 %

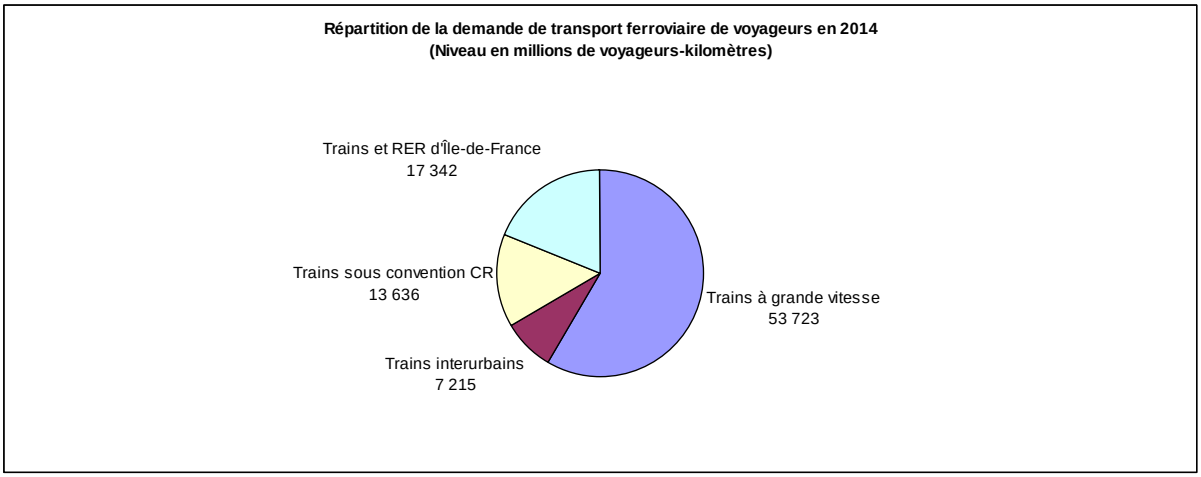
3.4. Vélo

38 systèmes de vélos en libre service (VLS) en France existent en France en 2014, et sont accessibles à environ 15% de la population (en considérant que la population concernée est soit de la population municipale de la commune si le système de VLS est disponible uniquement dans la ville-centre, soit de l'agrégation de la population municipale du ville-centre et des populations municipales des communes limitrophes où le système de VLS est disponible).

Dans les communes ou agglomérations de plus de 100 000 habitants, la part de voiries aménagées sur la voirie disponible est de 20 à 30 % dont 50 % environ de pistes et bandes cyclables sur la voirie aménagée.

Le parc de vélos détenus par les ménages résidant en France métropolitaine augmente : de 21,3 millions en 1994, le nombre de vélos d'adultes est passé à 26,7 millions en 2008**.**

3.5. Transport ferré de voyageurs



3.5.1. Parc

Le parc continue de s'accroître, poussé principalement par une augmentation des locomotives diesel et TGV entre 2009 et 2013, avec cependant une inflexion récente sur la répartition des nouveaux véhicules.
NB les chiffres ci-dessous correspondent à la fois au transport de marchandises et de voyageurs

Wagons : milliers Autres véhicules : unité	Niveau 2013	Evolution annuelle (en%)	
		2013/2012	2013/2009
Matériel moteur	8 476	1.6	3.0
Locomotives électriques	1 701	1.3	0.8
Locomotives Diesel	1 900	1.4	4.6
Locotracteurs	1 150	4.4	1.5
TGV	509	2.8	3.6
Matériel remorqué voyageurs	15 918	1.8	3.5
Remorque de TGV	4 271	2.5	3.4

Source : SOeS d'après EPSF

4. Mobilité de marchandises

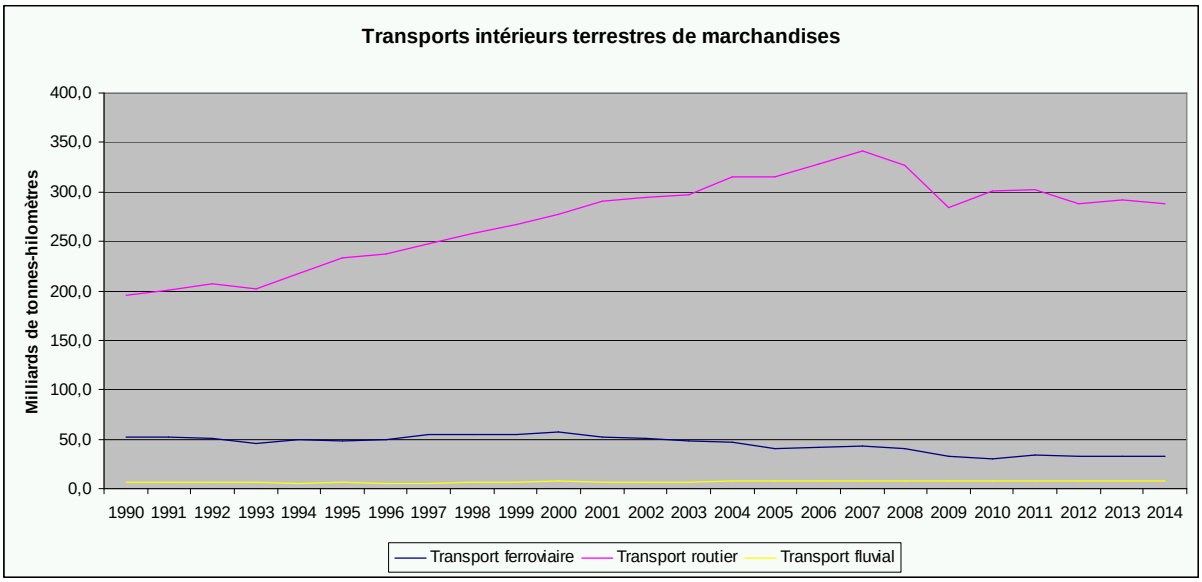
4.1. Transports de marchandises : données de cadrage

4.1.1. Une croissance de la demande de transport de marchandises

La demande en transport terrestre de marchandises en France a augmenté de manière importante ces 20 dernières années. Aux alentours de 250 Mds t-km dans les années 1990, il a culminé à près de 400 Mds de t-km en 2007, avant de se rétracter suite à la crise économique pour se stabiliser en 2014 vers les 330 Mds de t-km.

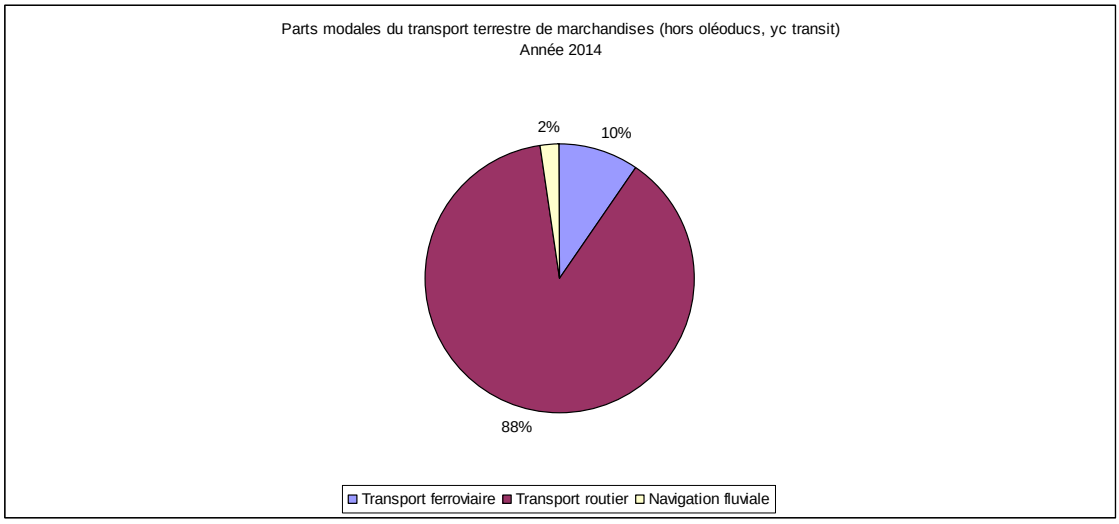
En 2014, le transit concernait environ 14% du trafic total, et les échanges internationaux 23 %.

Le transport routier de marchandises (TRM) est le seul mode qui a profité de l'évolution de la demande, alors que le transport fluvial et le transport ferroviaire diminuaient.



Source : CCTN / pavillon français + pavillon international, PL + VUL, yc transit

Au niveau des parts modales, on observe ainsi que le transport routier s'impose de plus en plus fortement, passant de 77 % en 1990 à 88 % en 2014. Cela s'est fait principalement au dépend du transport ferroviaire, qui perd sur cette même période 10 point de part modale (9.8 % en 2014). Le mode fluvial représente 2.4 %.

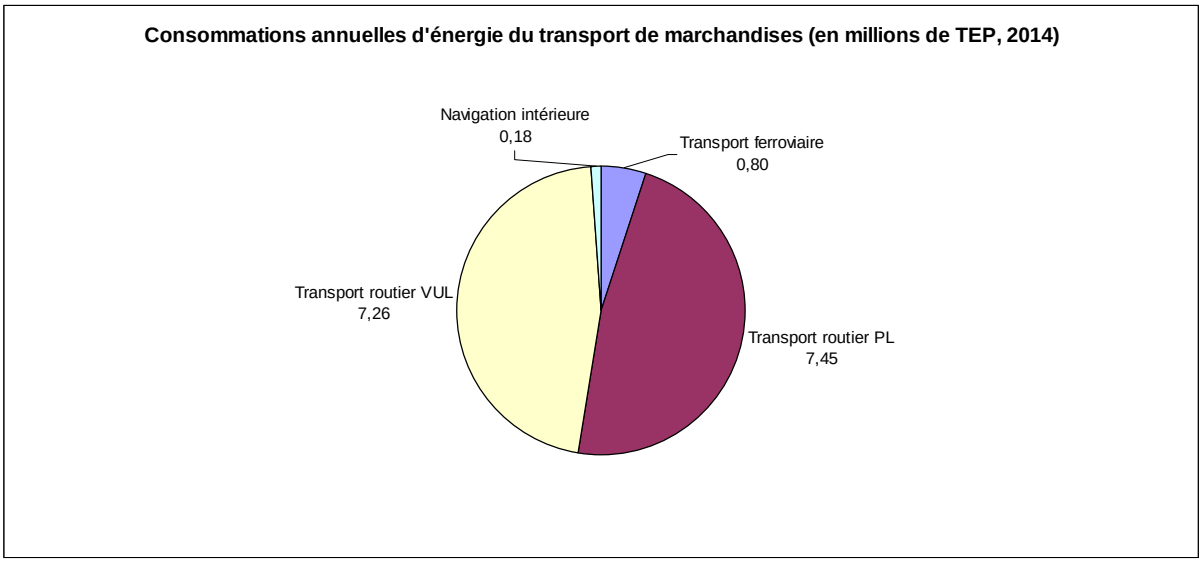


Source : CCTN 2014

4.1.2. Consommation énergétique

Cette hausse de la demande s'est traduite par une hausse dans la consommation d'énergie. Entre 1990 et 2014, la consommation en énergie des transports terrestres de marchandises a ainsi augmentée de 21.1 %.

La prédominance du TRM (PL + VUL) en terme de trafic se traduit directement sur sa consommation énergétique : 94 % de la consommation en TEP est due au TRM.



Source : CCTN (transport de marchandises)
Coefficients d'équivalence de la tonne équivalent pétrole:

- *1 000 kWh électriques = 0,086 tep*
- *1 t de gazole ou de fioul = 1 tep*
- *1 000 kWh de gaz naturel = 0,077 tep*
- *1 t d'essence ou carburéacteur = 1,048 tep,*
- *1 t de fioul lourd = 0,952 tep*

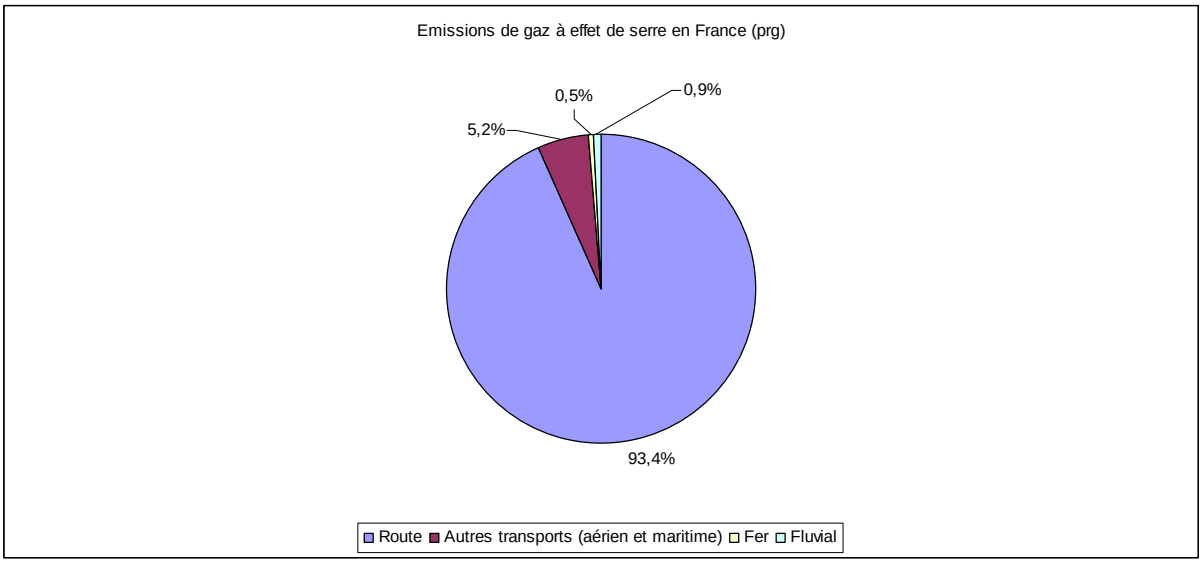
On peut cependant distinguer les transports routiers VUL et PL. Si leurs consommation en énergie est sensiblement la même (respectivement 7.26 et 7.45 millions de TEP), les tonnes – km qu'elles permettent de réaliser sont différentes : 265.5 Mds de t – km pour les PL, 23 Mds de t – km pour les VUL.

4.1.3. Emissions du mode routier

Concernant les émissions, nous ne disposons pas des données permettant d'affecter par catégorie de véhicule le montant total d'émissions. Nous pouvons cependant le faire au niveau d'un mode, transport de voyageurs et de marchandises agrégés.

- Gaz à effet de serre

En termes de PRG (pouvoir de réchauffement global), le transport routier représente l'immense majorité des émissions, avec 93.4 %.



Source : CCTN / périmètre : voyageur et marchandises

4.2. Transport routier

4.2.1. Parc de véhicules

- Parc statique

Le parc français de véhicules de transport de marchandises peut être divisé en trois parties :

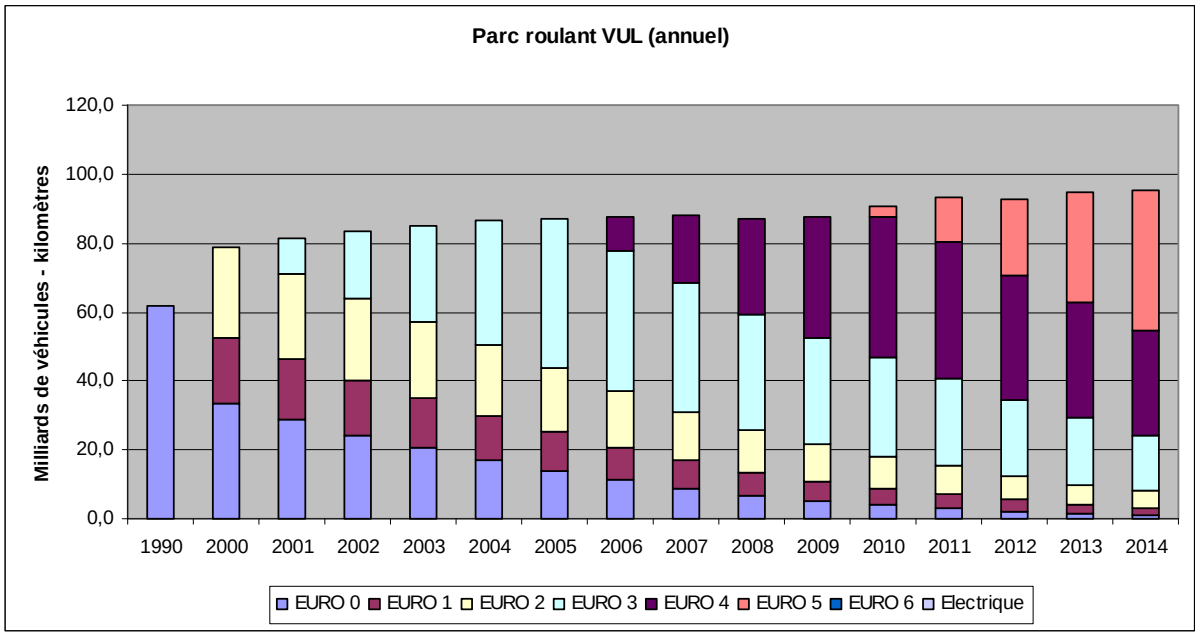
- Camionnettes (ou VUL) : il s'agit des véhicule routier rigide automobile conçu exclusivement ou principalement pour le transport de marchandises, et dont le poids total autorisé en charge est inférieur ou égal à 3 500 kg. Il y en a plus de 6 millions en France, fonctionnant principalement au gazole, mais dont la part des véhicules électriques augmente. A l'inverse, le parc de véhicule fonctionnant au GPL diminue.
- Les camions : il s'agit des véhicules routiers rigides automobiles conçus exclusivement ou principalement pour le transport de marchandises, et dont le poids total autorisé en charge excède 3 500 kg. Il y en a plus de 330 000, fonctionnant principalement au gazole.
- Les tracteurs routiers : il s'agit des véhicules à moteur dépourvu de caisse (par conséquent, non susceptible de contenir des marchandises) dont la vocation est de tirer des semi-remorques ou tout autre véhicule routier non automobile. Les tracteurs agricoles ne sont pas inclus dans cette catégorie. Il y en a environ 200 000 en France.

		2010	2011	2012	2013	2014
Camions	**Total**	**337 611**	**329 923**	**329 162**	**328 718**	**330 255**
	Gazole	335 560	328 144	327 558	327 276	328 935
	Essence	188	148	136	112	99
	Electricité	66	95	103	110	83
	Essence - GPL	2	3	5	6	5
	Autres et non déterminées	1 795	1 533	1 360	1 214	1 133
Camionnettes	**Total**	**5 823 611**	**5 831 538**	**5 862 552**	**5 912 327**	**6 021 516**
	Gazole	5 497 775	5 557 135	5 623 159	5 697 251	5 815 538
	Essence	285 856	236 254	201 986	176 162	163 368
	Electricité	4 128	4 210	5 195	8 343	13 180
	Essence - GPL	20 759	20 147	19 342	18 439	17 957
	Autres et non déterminées	14 676	13 792	12 870	12 132	11 473
Tracteurs routiers	**Total (diesel)**	**211 918**	**203 848**	**202 034**	**198 847**	**201 954**

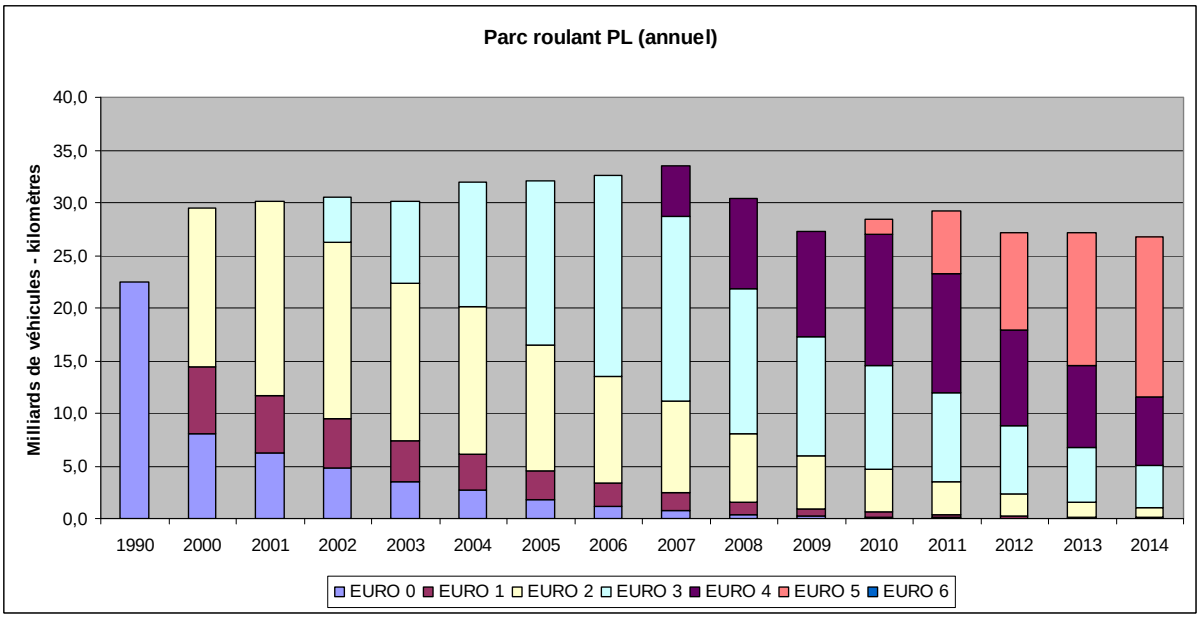
Source: FCA puis RSVERO / Périmètre : pavillon français

- Parc roulant

En s'intéressant au parc roulant (véhicule – km) sous le prisme des normes euros, on observe progressivement une augmentation des normes les plus exigeantes. Cela joue de manière positive sur les émissions de polluants atmosphériques.



(Source : parc IFSTTAR et CCTN / Périmètre : pavillon français)



Source : parc IFSTTAR et CCTN (pavillon français + pavillon étranger, yc transit)

4.2.2. Trafic routier

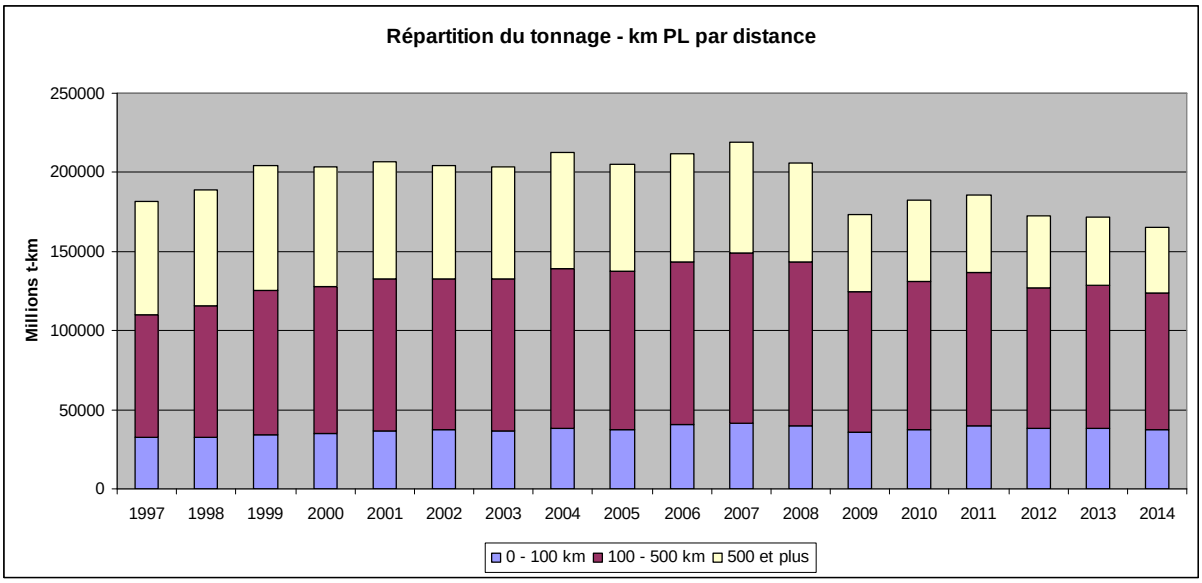
- Transport routier intérieur

En milliard de tonnes-km	2014	Evolution (en %)	
		2014 / 2013	2014/2009
Pavillon français	**182.5**	**-2.9**	**-2.4**
dont national (PTAC>3,5t)	151.1	**-3.1**	**-3.2**
Compte propre	32	**1.3**	**16.9**
Compte d'autrui	119.1	**-4.2**	**-7.5**
dont VUL (PTAC<=3,5t)	23.0	**1.3**	**9.9**
dont international (PTAC>3,5t)	8.4	**-10.2**	**-15.6**
Pavillon étranger	**105.9**	**5.3**	**8.6**
Transport routier intérieur	**288.4**	**-0.1**	**1.4**

Source : CCTN

- Evolution du tonnage – km par distance de trajet

On observe notamment une diminution du tonnage – km sur les longues distances réalisé par les véhicules sous pavillon français.



Source : enquête TRM (pavillon français, hors VUL)

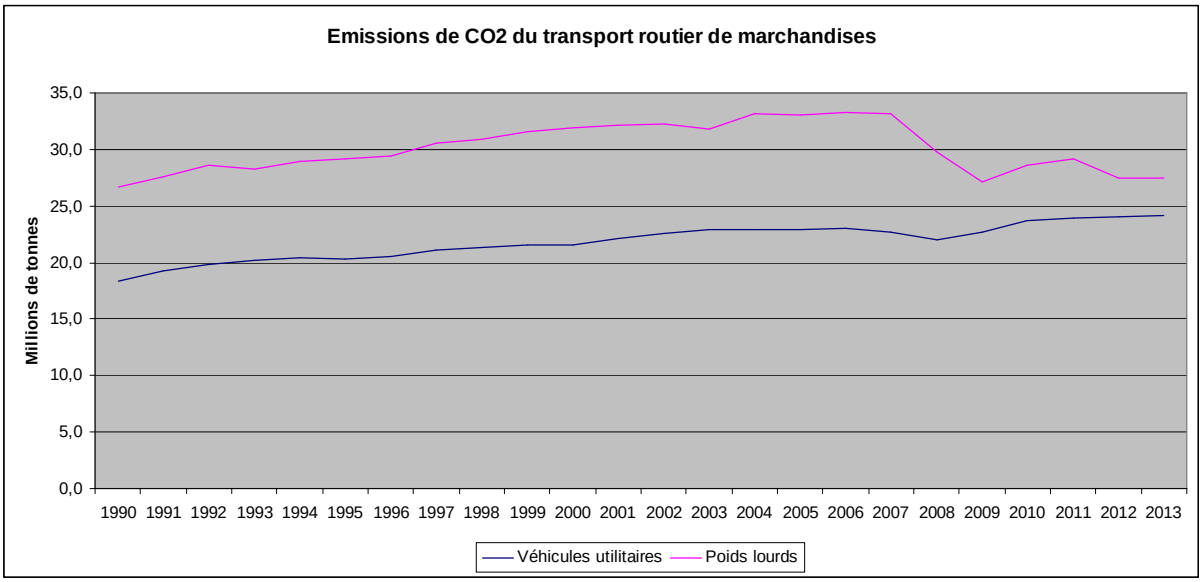
4.2.3. Consommation et émissions

- Consommation unitaire

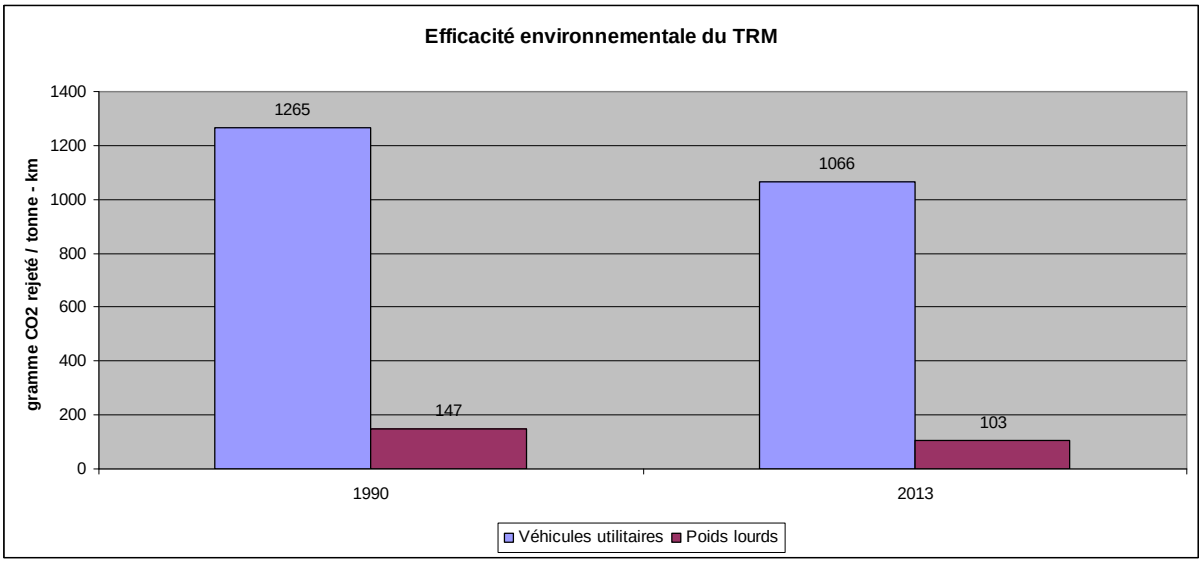
Les consommations unitaires (litres / 100 km) des véhicules routier de marchandises restent stable depuis les années 1990 :

- Autour des 35 L / 100km pour les poids lourds
- Autours des 10L / 100 km pour les VUL

- Emissions



Le graphique ci-dessous permet de voir l'efficacité environnementale des transports de marchandises. L'indicateur utilisé est le nombre de gramme de CO2 rejeté par tonne-km. C'est donc une approche par les GES.



4.2.4. Taux de remplissage et % de retours à vide

Le taux de retour à vide reste stable depuis les années 1990. Il se situe aux alentours de 35 % pour le transport en compte propre, et de 20 % pour le transport en compte d'autrui (source : enquête TRM).

Le taux de charge moyen, pour un PL thermique, est de 10,2 tonnes (source : CCTN 2013).

Taux de remplissage PL et VUL (source CNR)

Longue distance 40t	
Taux de chargement sur parcours en charge	87,6 %
Régional 40 t	
Taux de chargement sur parcours en charge	87,0 %
Régional porteur	
Taux de chargement sur parcours en charge	95,0 %

4.3. Transport ferroviaire

4.3.1. Parc de matériels ferroviaires

Le parc continue de s'accroître, sauf pour le transport national de marchandises.

Wagons : milliers Autres véhicules : unité	Niveau 2013	Evolution annuelle (en%)	
		2013/2012	2013/2009
Matériel moteur	8 476	1.6	3.0
Locomotives électriques	1 701	1.3	0.8
Locomotives Diesel	1 900	1.4	4.6
Locotracteurs	1 150	4.4	1.5
TGV	509	2.8	3.6
Matériel remorqué voyageurs	15 918	1.8	3.5
Remorque de TGV	4 271	2.5	3.4
Matériel remorqué marchandises	90 638	1.3	0.4
Wagons réseau national	29 224	0.0	-0.3
Wagon réseau international (RIV)	61 414	1.9	0.8

Source : SOeS d'après EPSF

4.3.2. Trafic ferroviaire

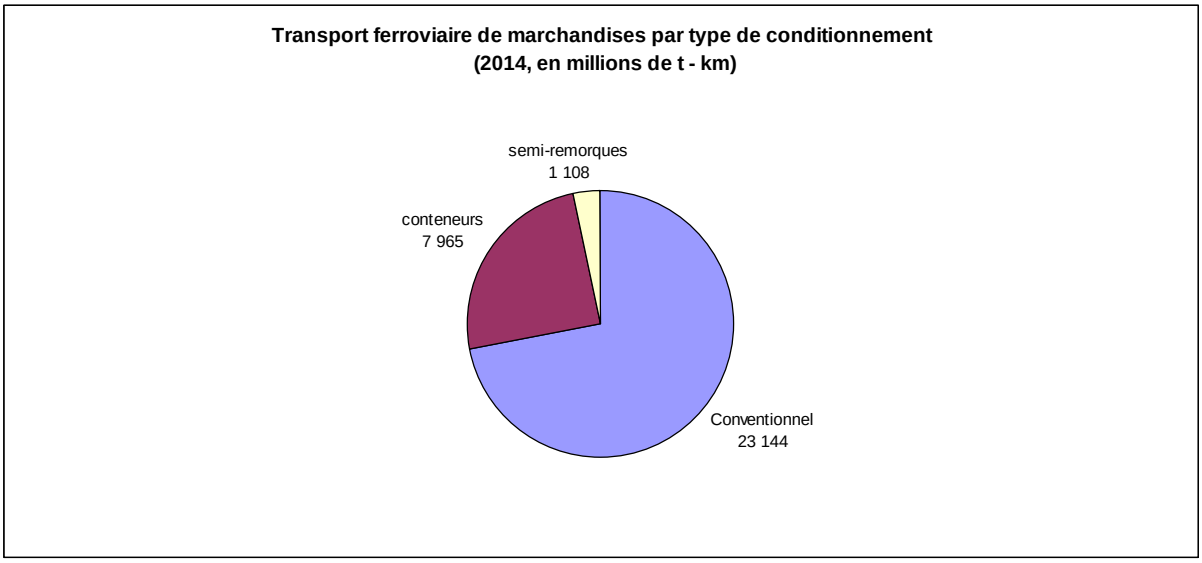
- Principaux résultats du transport ferroviaire de marchandises

	2011	2012	2013	2014	2014/2013
	Millions de tonnes - km				%
Total	**34 202**	**32 539**	**32 010**	**32 217**	**0.6**
National	25 361	22 062	20 289	20 137	-0.7
International entrant	2 532	3 028	3 605	3 931	9.0
International sortant	4 090	4 333	4 818	5 094	5.7
Transit	2 219	3 117	3 298	3 054	-7.4
Dont transport combiné	7 343	8 085	8 399	9 073	8.0
	Milliers de trains - km				%
Total	**67 952**	**62 727**	**66 619**	**62 782**	**-5.8**

L'essentiel du fret ferroviaire est composé de matières premières, de produits manufacturés et de produits agricoles.

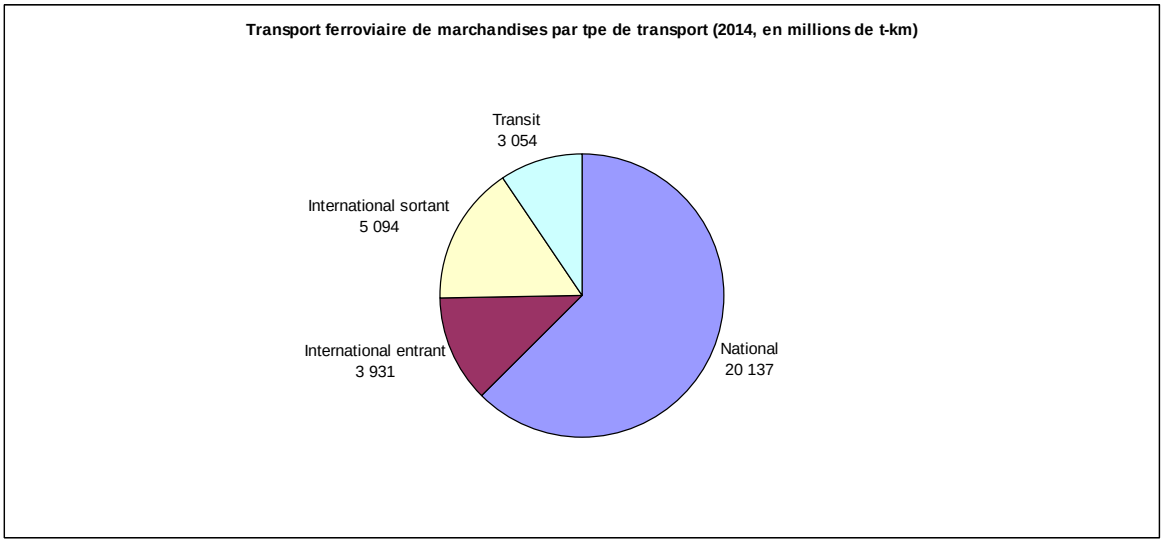
Fret SNCF continue d'être un acteur incontournable en France, mais plus d'une quinzaine d'autres entreprises ferroviaires circulent sur le réseau ferré. Ces opérateurs représentent, fin 2014, 37 % du transport en tonne – km.

- Trafic par type de conditionnement



Source : CCTN 2014

- Trafic par type de transport

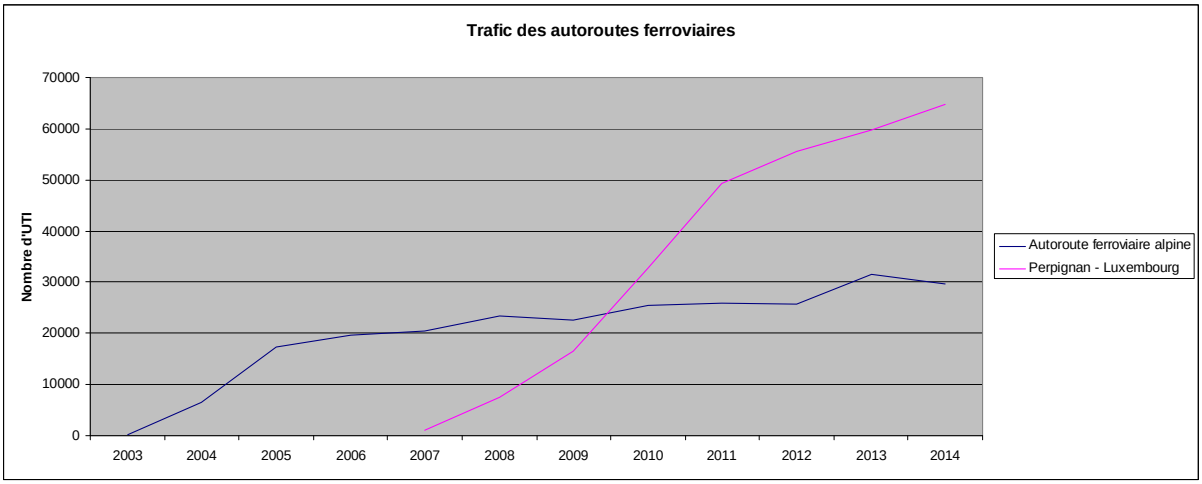


Source : CCTN 2014

4.3.3. Autoroutes ferroviaires

Il y a actuellement deux autoroutes ferroviaires : une entre la France et l'Italie, une entre Perpignan et le Luxembourg. Une troisième va être mise en activité en janvier 2016, entre Perpignan et Calais.

Si le graphique ci-dessous permet de voir que la montée en charge est relativement rapide, il convient toute fois de relativiser le trafic, qui reste marginal par rapport au trafic PL.



Source : DGITM/MIF

4.3.4. Opérateurs ferroviaires de proximité (OFP)

Situation début 2015 : 7 OFP en activités, 4 devant commencer au cours de l'année.

Sur les environ 3 000 km de capillaires au RFN, 1 441 km sont exploitées et ont été analysées par SNCF Réseau :

- 900 km voient passer plus d'un train par semaine,
- dont 650 km entre 1t/ jour et 1t/semaine
- et seulement 250 km plus d'un train/jour.

Les lignes capillaires sont la source de 18 MT de fret, soit 20 % du fret transporté sur le RFN.

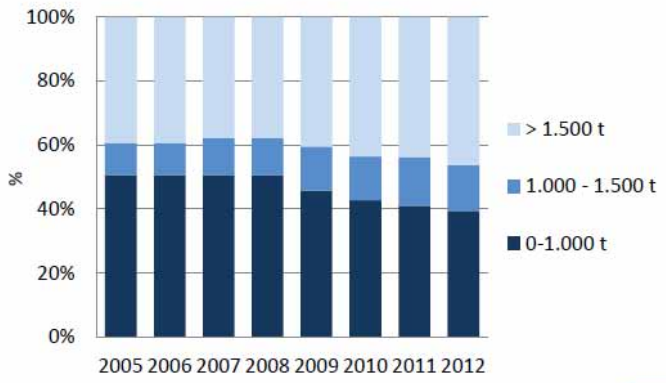
Les OFP traitent 4 % des tonnages transportés sur le RFN.

4.4. Transport fluvial

4.4.1. Parc de véhicules sous pavillon français

On recense, sous pavillon français, environ 1 250 barges à cale sèche et 83 barges à cale citerne en 2014. La répartition des barges en fonction des tonnages est accessible ci-dessous.

Figure 46 : Répartition de la flotte française (cale sèche) par catégories de capacité de transport



Source : calcul du CCNR sur la base de données du Ministère français du transport

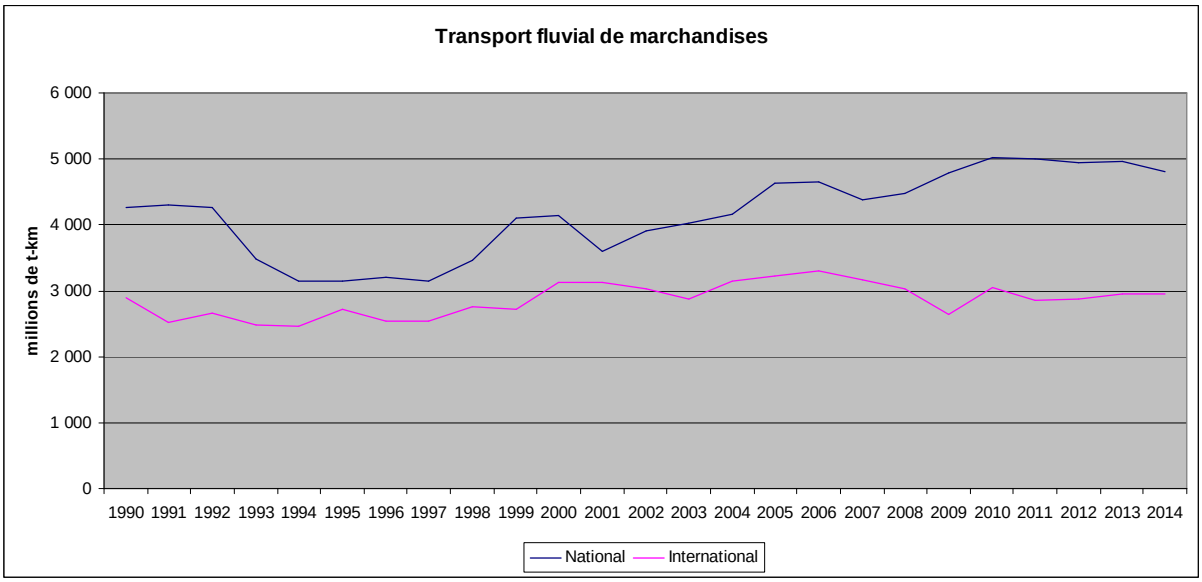
Source : La navigation intérieure européenne, observation du marché 2014, Commission centrale pour la navigation du Rhin, commission européenne, Panteia

On observe une augmentation progressive du parc des barges à fort tonnage.

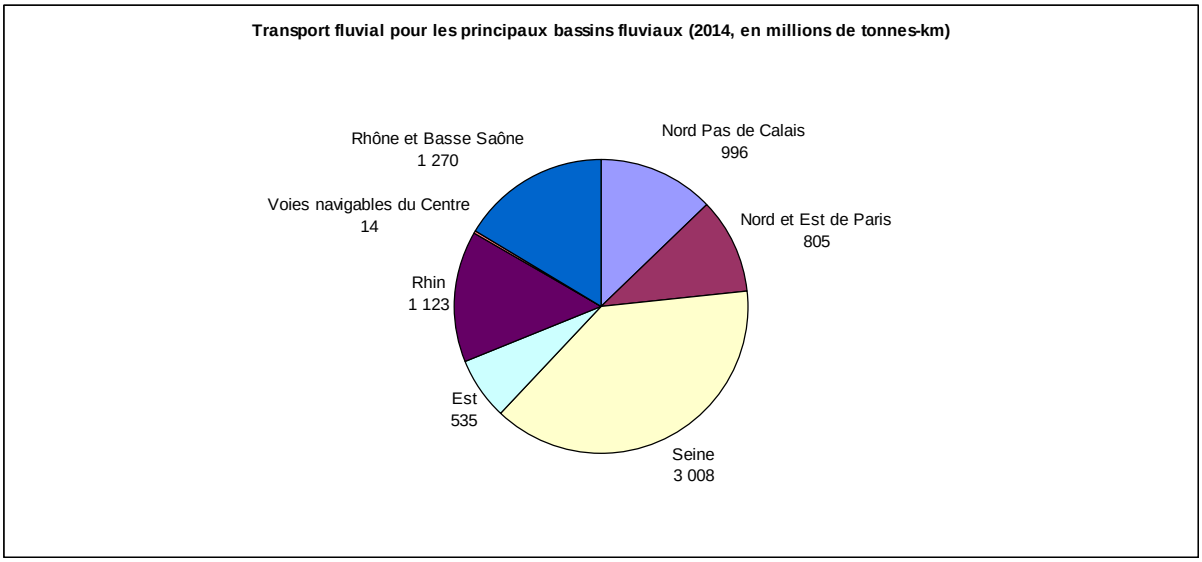
4.4.2. Trafic

Millions de t - km	**2014**	**2014 / 2013**
TOTAL fluvial (hors transit rhénan)	**7751.6**	**-2.0%**
Dont importations	1351.0	0.5%
Dont exportations	1594.5	-1.0%
Dont intérieur	4806.1	-3.0%
Total Fluvio - maritime	**278.7**	**5.5%**
TOTAL	**8030.3**	**-1.8%**

Source : VNF



Source : CCTN, hors fluviaux maritime



Source : CCTN, hors fluviaux maritime

4.4.3. Consommation et émissions

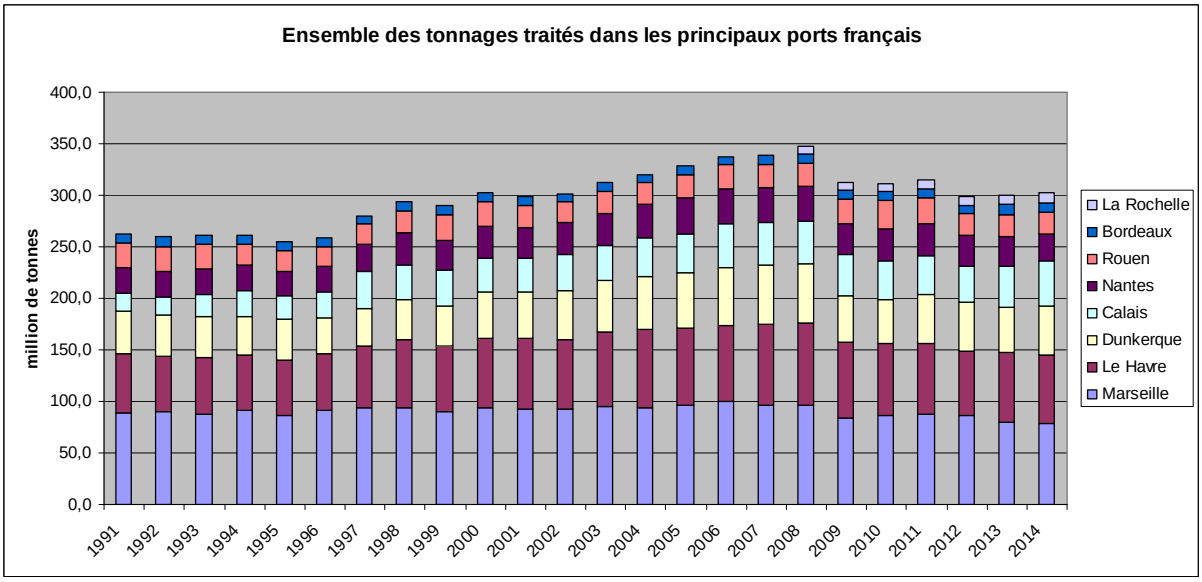
Bassin	Equipements		Consommation unitaire d'énergie (gep/t.km)	Emission unitaire de CO_2 (gCO_2/t.km)	Efficacité énergétique (t.km/kep)
Interbassin	Automoteur	< 400t	12,1	38,2	82,4
Total	Automoteur	< 400t	14,0	44,3	71
		400-650t	13,8	43,4	73
		650-1000t	12,3	38,8	81
		1000-1500t	11,5	36,3	87
		> 1500t	9,5	30,0	105
	Pousseur	295-590kW	8,6	27,1	116
		590-880kW	7,8	24,4	129
		> 880kW	6,8	21,5	147

Indicateurs par unité de consommation énergétique et d'émissions de CO2 de l'interbassin et au niveau national (hypothèses : pourcentage de voyage à vide: 31%, coefficient de chargement compris entre 80 et 100%)

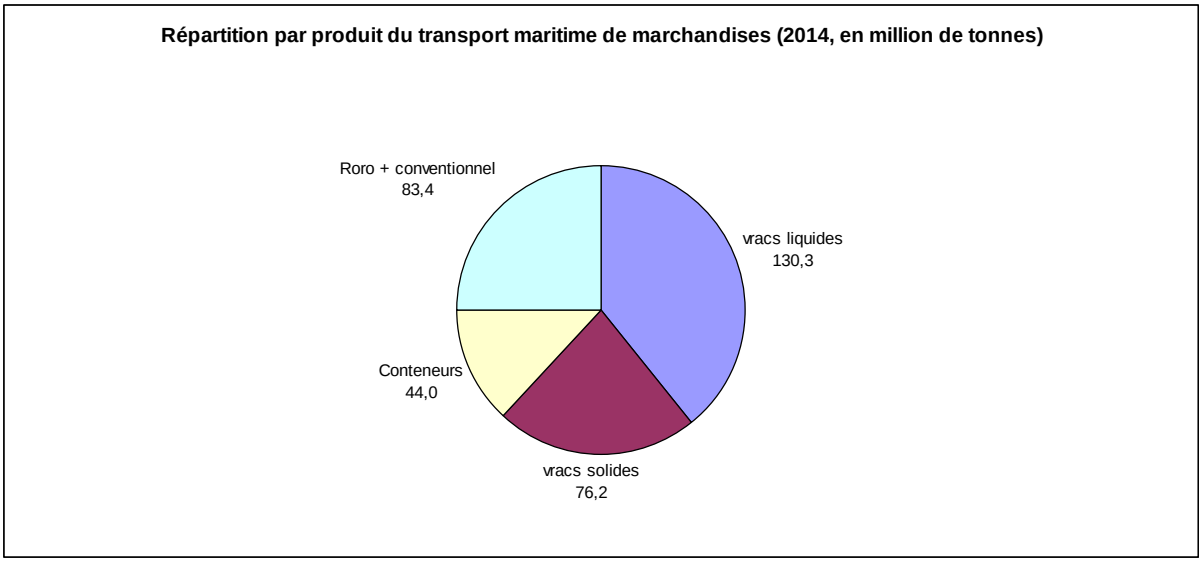
Source : Etude sur le niveau de consommation de carburant des unités fluviales françaises. Efficacités énergétiques et émissions unitaires de CO2 du transport fluvial de marchandises (ADEME, 2006)

4.5. Eléments sur le transport maritime

4.5.1. Tonnages traités par ports maritime



Source : CCTN

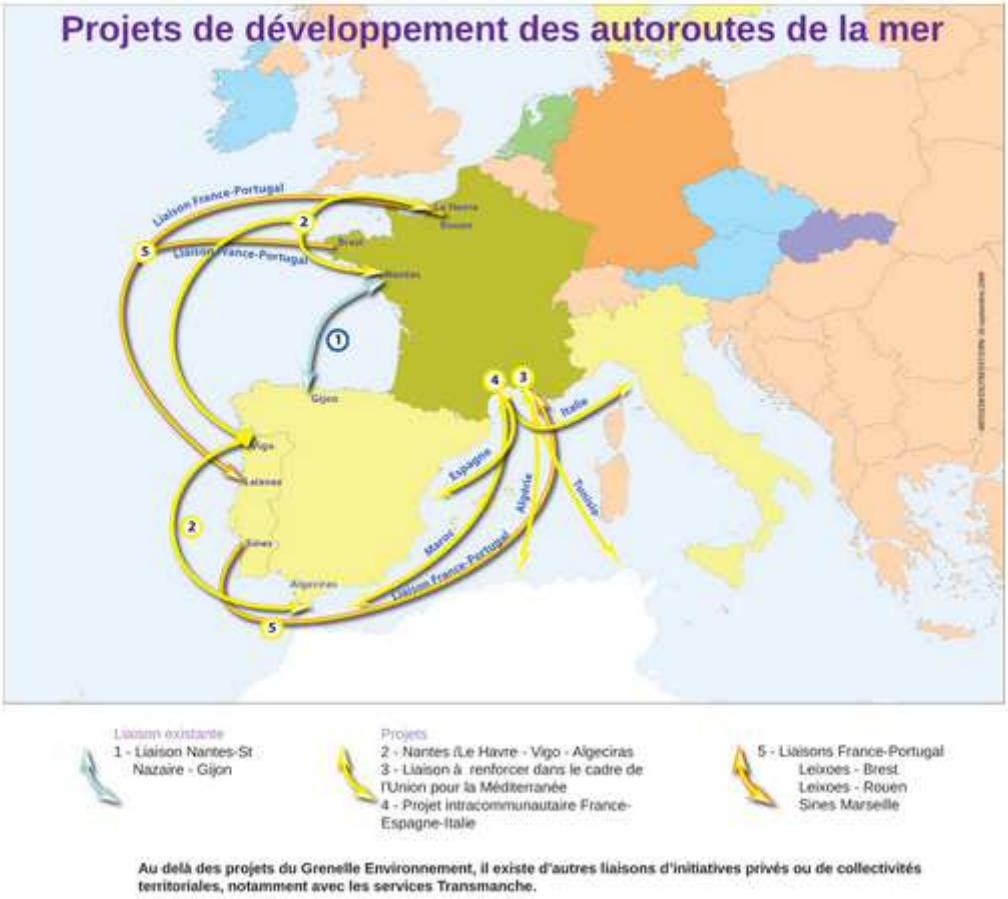


avant 2013 : 7 grands ports + 14 ports métropolitains
Champ à partir de 2013 : 7 grands ports + 32 autres ports métropolitains
Source : CCTN

Le trafic apparaît globalement stable (300 millions de t en 1990, 333 millions de t en 2014).

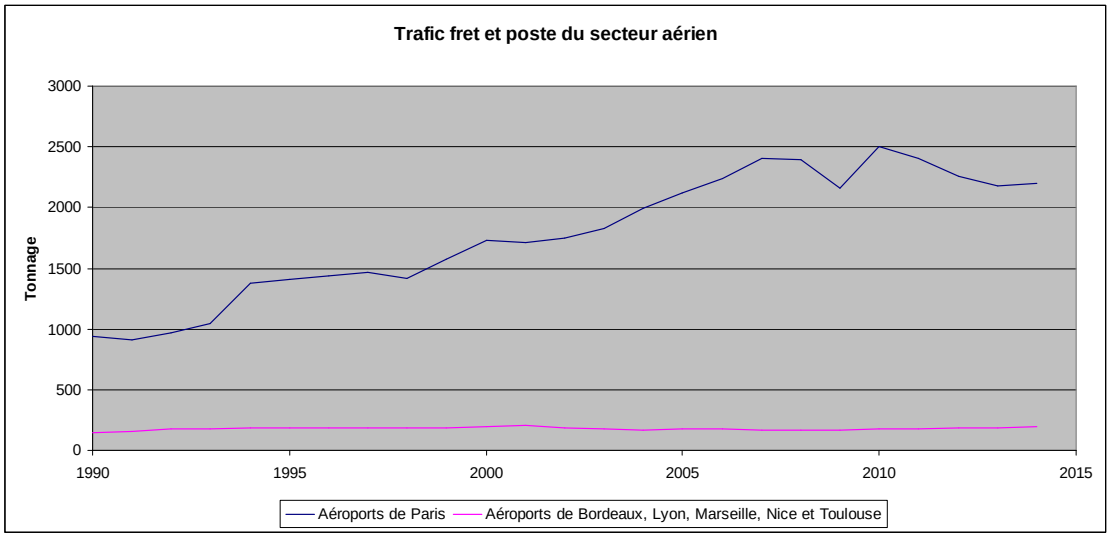
4.5.2. Autoroutes de la mer

Les « autoroutes de la mer » constituent des offres de transport à destination des transporteurs routiers, combinant transport routier et maritime et permettant d'acheminer des remorques (avec ou sans leur tracteur) sur des navires de transport de marchandises (fret seul ou fret et passagers).
Le trafic est sur la ligne existante représente un peu plus de 12 000 UTI pour l'année 2014.



Source : MEDDE, 2014

4.6. Eléments sur le transport aérien



Source : INSEE

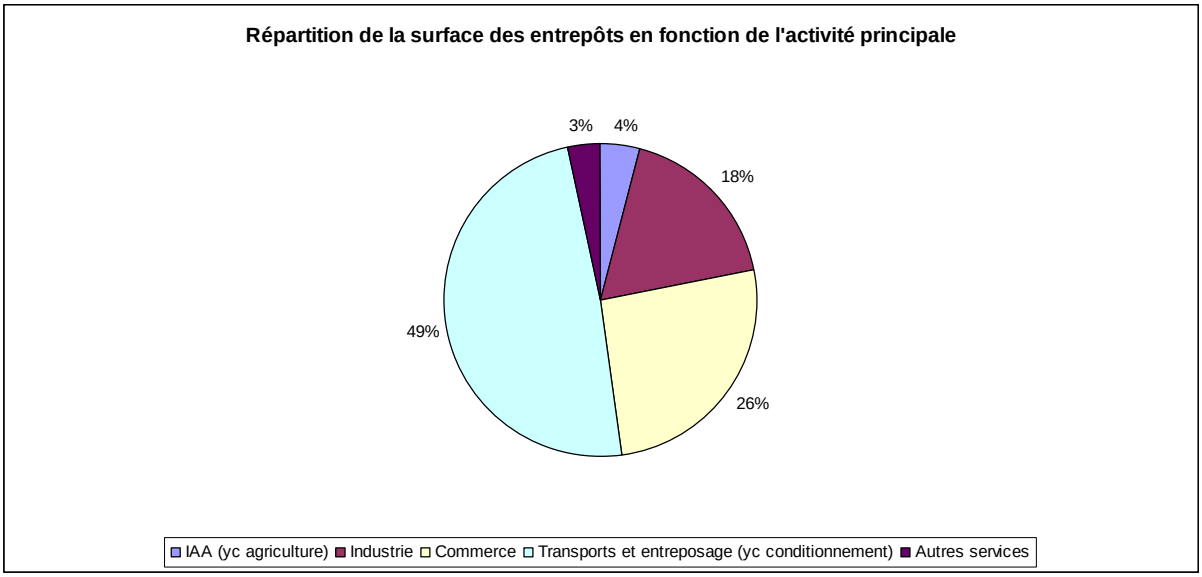
4.7. Logistique

4.7.1. Nombre et surface des entrepôts

	Nombre	Surface (en milliers de m²)
Ensemble	**3 091**	**57 190**
Moins de 10 000 m²	**1 442**	**9 913**
De 10 000 à moins de 20 000 m²	**842**	**12 329**
De 20 000 à moins de 35 000 m²	**483**	**12 786**
35 000 m² et plus	**325**	**22 162**
Non frigorifiques	**2 371**	**45 542**
Frigorifiques	**720**	**11 648**
Industrie agroalimentaire (yc agriculture)	**196**	**2 388**
Industrie	**665**	**10 147**
Commerce	**908**	**14 831**
Transports et entreposage (yc conditionnement)	**1 225**	**27 925**
Autres services	**97**	**1 899**

Source : enquête entrepôts CGDD 2010 / Périmètre : entrepôts d'une surface supérieur à 500 m²

A noter : la catégorie transports et entreposage représente l'ensemble des entrepôts appartenant à des entreprises dont le transport et l'entreposage est l'activité principale : transporteur, prestataire logistique…



4.7.2. Consommation des entrepôts

	en nombre		*en %*	
	Gaz	**Fioul**	**Gaz**	**Fioul**
Ensemble	**1 299**	**558**	**42**	**18**
Moins de 10 000 m²	489	157	34	11
De 10 000 à moins de 20 000 m²	363	165	43	20
De 20 000 à moins de 35 000 m²	259	124	54	26
35 000 m² et plus	189	111	58	34
Non frigorifiques	1 067	393	45	17
Frigorifiques	233	164	32	23
IAA (yc agriculture)	62	12	31	6
Industrie	274	89	41	13
Commerce	421	179	46	20
Transports et entreposage (yc conditionnement)	488	249	40	20
Autres services	56	28	57	29

Source : SOeS, enquête entrepôts 2010

4.7.3. Raccordement des entrepôts

En %	**Relié à un mode de transport non routier**	**Embranché ferroviaire**	**Relié à la mer**	**Relié à un fleuve**
Ensemble	**26**	**25**	**3**	**5**
Moins de 10 000 m²	8	7	1	1
De 10 000 à moins de 20 000 m²	12	11	1	2
De 20 000 à moins de 35 000 m²	18	17	1	1
35 000 m² et plus	46	45	7	10
Non frigorifiques	27	26	3	6
Frigorifiques	20	19	3	1
IAA (yc agriculture)	7	7	nd	nd
Industrie	26	25	1	4
Commerce	16	16	nd	nd
Transports et entreposage (yc conditionnement)	34	33	6	8
Autres services	0	0	0	0

26 % des surfaces logistiques sont raccordées à un mode non routier.

Annexe 2 : Glossaire sur les transports et carburants alternatifs

Glossaire sur les transports

Autorité organisatrice de transport (AOT) / Autorité organisatrice de la mobilité (AOM)
Une autorité organisatrice de transports (AOT) est une des collectivités auxquelles la loi d'orientation pour les transports intérieurs n° 82-1153 du 30 décembre 1982 (Loti) a confié la mission d'organiser les transports. Les communes, ou plus souvent leurs regroupements, sont autorités organisatrices des transports urbains. Elles en assurent l'exploitation directe en régie ou bien la délèguent à des sociétés privées. Elles participent à l'équilibre financier des services grâce notamment au versement transport prélevé sur la masse salariale des entreprises situées dans leur périmètre des transports urbains (PTU). Les départements sont autorités organisatrices des transports non urbains sur leur territoire. Les régions sont autorités organisatrices des transports ferroviaires régionaux. La mise en cohérence de l'action des AOT (région pour les TER, conseil général pour les autocars, et une ou plusieurs intercommunalités) à l'intérieur des aires urbaines, peut passer par la création d'un syndicat mixte des transports, auquel les différentes AOT délèguent leur compétence sur le territoire concerné. Depuis la loi du 7 août 2015 portant nouvelle organisation territoriale de la République, l'Autorité organisatrice de la mobilité (AOM) remplace l'Autorité organisatrice de transport (AOT).

Autorité organisatrice de transport urbain (AOTU)
Une autorité organisatrice de transport urbain est une forme d'autorité organisatrice de transports (AOT). L'AOTU assure l'organisation du réseau de transport urbain sur son territoire, le périmètre de transport urbain (PTU). Pour cela, l'AOTU perçoit le versement transport (VT). L'autorité organisatrice de transport urbain délègue l'exploitation de son réseau à un opérateur de transport.

Cabotage en transport routier
Transport routier national effectué par un véhicule immatriculé dans un autre pays.

Circulation routière
Nombre de kilomètres total parcourus par l'ensemble des véhicules.

Modes actifs
La terminologie « modes actifs » est arrivée avec les préoccupations d'obésité et de surpoids qu'ont eu à confronter plusieurs pays. En effet, les conséquences sont une dégradation prévisible de l'état sanitaire de leur population à commencer par les enfants. L'approche santé va donc insister sur l'aspect actif (au sens d'activité physique) de l'usage du vélo. Il s'agit d'intégrer dans le quotidien de chacun lorsque c'est possible un minimum d'activité physique en se déplaçant.

Modes doux
La terminologie « modes doux » entre dans une approche caractérisant le vélo et la marche par opposition aux modes motorisés. Vélo et marche ne sont pas consommateur d'énergie autre qu'humaine et n'ont pas les rejets de polluants ou de gaz à effet de serre des véhicules motorisés.

Mode de transport / Transport multimodal / Transport collectif urbain
Un mode de transport désigne une forme particulière de transport qui se distingue principalement par le véhicule mis en œuvre, et par conséquent par l'infrastructure utilisée. Sont distingués : le transport routier ; le transport ferroviaire ; les autres transports guidés (tramways, téléphériques, funiculaires…) ; le transport par conduites (gazoducs, oléoducs…) ; le transport fluvial (ou par voies navigables) ; le transport maritime ; le transport aérien ; le transport spatial. Le transport multimodal correspond à l'association de plusieurs modes de transport. En plus de ces modes, un regroupement des transports en ville est désigné sous le terme de transport collectif urbain. Cette catégorie comprend des transports déployant des technologies et des infrastructures diverses : route pour le bus, rail pour le métro, RER et Transilien, etc.

Transports collectifs en site propre (TCSP)
Il s'agit d'un système de transport public de voyageurs, utilisant une voie ou un espace affectés à sa seule exploitation, bénéficiant généralement de priorités aux feux et fonctionnant avec des matériels allant des autobus aux métros, en passant par les tramways.

Transport intérieur de marchandises
Les transports intérieurs sont les transports ou la portion des transports réalisés sur le territoire d'un État donné (indépendamment du pavillon du véhicule et de l'origine ou de la destination de la marchandise et du véhicule). Ainsi, en France, outre les transports nationaux, les transports intérieurs comptabilisent la seule partie des transports internationaux réalisée sur le territoire français (Paris-Valenciennes pour un transport d'échange Paris-Berlin, Vintimille-Port-Bou pour un transport de transit Turin-Barcelone).

Transport intérieur de voyageurs
Les transports intérieurs sont les transports ou la portion des transports réalisés sur le territoire d'un État donné (indépendamment de la nationalité des personnes et du véhicule, et de l'origine ou de la destination des personnes et du véhicule). Ainsi, en France, les transports intérieurs de voyageurs comptabilisent la seule partie des transports internationaux réalisée sur le territoire français : par exemple, seuls les kilomètres parcourus sur le territoire français par les lignes ferroviaires internationales (comme Eurostar ou Thalys) sont prises en compte.

Transport international de marchandises
Transport entre un lieu de chargement et un lieu de déchargement situés dans deux pays différents.

Transport national de marchandises
Transport entre un lieu de chargement et un lieu de déchargement situés dans le même pays, quel que soit le pavillon du véhicule (routier, ferroviaire ou fluvial).

Tonne-kilomètre (t-km)
La t-km correspond au transport d'une tonne de marchandises sur un kilomètre. Cette unité commune permet de comparer les différents modes de transport de marchandises (à l'exception du transport maritime) et notamment de calculer les différentes parts modales

Véhicule-kilomètre (veh-km)
Le v-km correspond au mouvement d'un véhicule routier sur un kilomètre.

Vélo en libre-service (VLS)
Les services de vélos en libre-service (VLS) correspondent à une location de vélos de courte durée où le vélo peut être emprunté à une station sur l'espace public de manière automatisée 24 h / 24, 7 j / 7 pour la durée de son déplacement. Le cycliste peut prendre et déposer son vélo à des endroits distincts.

Véloroute
Itinéraire cyclable de moyenne ou longue distance, continu (sans interruption, y compris dans les villes), adapté à la circulation à vélo (sécurité, balisage).

Versement transport (VT)
Le versement transport (VT) est une contribution locale des employeurs qui permet de financer les transports en commun. Elle est recouvrée par l'Urssaf au titre des cotisations sociales pour être reversée aux autorités organisatrices de transports (commune, département, région, etc.)

Voyageur-kilomètre (voy-km)
Produit du nombre de voyages par la distance moyenne parcourue. C'est aussi égal au produit du nombre de voyageurs par la distance moyenne parcourue par voyageur. Cette unité commune permet de comparer les différents modes de transport de voyageurs (à l'exception du transport maritime) et notamment de calculer les différentes parts modales. Dans l'aérien, le terme équivalent plus fréquemment usité est le passager kilomètre transporté (PKT).

Glossaire sur les carburants alternatifs

Biogaz. Gaz résultant du processus de dégradation biologique des matières organiques en l'absence d'oxygène. Il contient qu'environ 40 à 60 % de méthane. Les autres composants du biogaz sont le dioxyde de carbone (40 à 60%), l'eau, l'azote, et des éléments indésirables en faible quantité comme le sulfure d'hydrogène, les siloxanes, les chlorés ou les fluorés.

Biodiesel. Biocarburant pour les motorisations Diesel produit à partir d'huile végétale (principalement colza en France) ou de déchets ou résidus. Le biodiesel peut être de type EMAG (voir ci-dessous) ou de synthèse et obtenu par hydrogénation d'huiles ou par gazéification de lignocellulose puis synthèse Fischer-Tropsch (voir ci-dessous). Le biodiesel est incorporé dans le gazole fossile.

Biométhane biogaz épuré pour éliminer le dioxyde de carbone et les autres composés et ne conserver que le méthane qui a alors des qualités similaires à celles du gaz naturel (98% de méthane). Il peut être valorisé in situ, pour produire de l'électricité ou de la chaleur ou en l'injectant dans le réseau de gaz naturel, ou encore comme carburant véhicule.

ED95. Carburant composé de 95 % d'éthanol. Il est destiné à des motorisations Diesel adaptées.

EMAG (Esters Méthyliques d'Acide Gras) Biodiesel obtenu par estérification d'huiles**.**

ETBE (Ethyl tertio butyl éther). produit dérivé de la production d'éthanol incorporé dans les essences

Ethanol. Biocarburant, issu de plantes sucrières (betterave, canne à sucre), de céréales (blé...) ou du maïs. L'éthanol est incorporé dans les essences, directement ou sous forme d'ETBE (voir ci-dessus)

Fischer-Tropsch. Procédé permettant la transformation de la biomasse lignocellulosique en biocarburants par voie thermochimique.

Gaz de pétrole liquide carburant (GPL-c). Le GPL (Gaz de Pétrole Liquéfié) carburant est un mélange de 50 % de butane et 50 % de propane. Il provient du raffinage du pétrole, ou de gisements de gaz naturel.

Gaz naturel véhicules (GNV, bioGNV). On appelle GNV le gaz naturel (méthane), identique à celui qui circule dans les réseaux de distribution et de transport de gaz, destiné à la consommation automobile. Il est issu des gisements fossiles de gaz naturel ou par épuration du biogaz (biométhane), énergie renouvelable elle-même issue de la collecte et de la méthanisation des ordures ménagères ou de déchets agricoles. Il peut être distribué sous forme compressée (GNC) ou liquéfiée -161°C, à pression atmosphérique (GNL).

Gazole B8. Gazole dont la teneur maximale en EMAG (Esters Méthyliques d'Acide Gras) a été relevée de 7 % à 8 % en volume.

Gazole B30. Gazole pouvant contenir jusqu'à 30 % en volume d'EMAG. Il est autorisé pour les véhicules de flottes captives disposant d'une logistique carburant dédiée.

Hydrogène. L'hydrogène (H) est un atome constitué d'un noyau et d'un électron gravitant autour. La combinaison de deux atomes d'hydrogène constitue la molécule de dihydrogène (H2), appelée communément hydrogène. L'hydrogène se trouve essentiellement combiné à d'autres atomes, comme dans l'eau ou les hydrocarbures. Il doit donc être extrait pour être utilisé comme vecteur d'énergie.

SP95-E10. Carburant destiné aux motorisations essence à même de contenir jusqu'à 10 % en volume d'éthanol. Il est vendu en parallèle du supercarburant sans plomb traditionnel - SP95 et SP98 (carburants limités à 5 % en volume d'éthanol).

Superéthanol E85. Carburant destiné aux véhicules à carburant modulable (également appelés « flex fuel »), ce carburant est composé d'éthanol (au moins 65 %) et de supercarburant (au moins 15 %).

Pile à combustible. Il s'agit d'un dispositif électrochimique qui recombine l'hydrogène avec l'oxygène de l'air pour produire de l'électricité, de la chaleur et de l'eau. Une pile à combustible est constituée de cellules élémentaires, chacune composée de deux électrodes séparées par une membrane polymère qui joue le rôle d'électrolyte.

Programmation PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

Volet relatif aux impacts économiques et sociaux

LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE pour la CROISSANCE VERTE

Table des matières

VOLET RELATIF AUX IMPACTS ECONOMIQUES ET SOCIAUX 1

TABLE DES MATIERES 2

INTRODUCTION 3

1. EVALUATION MACROECONOMIQUE 4

1.1. LE SCENARIO DE REFERENCE 4
1.2. LE SCENARIO « VARIANTE » 8
1.3. ANNEXE - UTILISATION DES MODELES MACROECONOMIQUES DANS L'EVALUATION DES POLITIQUES PUBLIQUES 11

2. EVALUATION DE L'IMPACT SUR LES MENAGES ET MESURES DE LUTTE CONTRE LA PRECARITE ENERGETIQUE 14

2.1. L'IMPACT DE LA PPE SUR LES MENAGES 14
2.2. LES MESURES DE LUTTE CONTRE LA PRECARITE ENERGETIQUE 15

3. EVALUATION DE L'IMPACT SUR LES ENTREPRISES ET MESURES DE PRESERVATION DE LA COMPETITIVITE 19

3.1. L'IMPACT DE LA PPE SUR L'INDUSTRIE 19
3.2. LES MESURES POUR PRESERVER LA COMPETITIVITE 19

4. EVALUATION DE L'IMPACT SUR LES EMPLOIS, DES BESOINS DE COMPETENCES PROFESSIONNELLES DANS LE DOMAINE DE L'ENERGIE ET D'ADAPTATION DES FORMATIONS A CES BESOINS 25

4.1. LES EFFETS SUR L'EMPLOI DU SCENARIO DE REFERENCE 25
4.2. L'EVALUATION DES BESOINS DE COMPETENCES PROFESSIONNELLES DANS LE DOMAINE DE L'ENERGIE ET D'ADAPTATION DES FORMATIONS A CES BESOINS 30

5. ENVELOPPE MAXIMALE DES RESSOURCES PUBLIQUES CONSACREE A L'ATTEINTE DES OBJECTIFS QUANTITATIFS DE LA PPE 34

5.1. LES CHARGES DE SERVICE PUBLIC DE L'ELECTRICITE 34
5.2. L'ENVELOPPE DU FONDS CHALEUR 37
5.3. L'ENVELOPPE RELATIVE A LA REDUCTION DU TAUX DE TVA POUR LES RESEAUX DE CHALEUR 39
5.4. LES CHARGES DE SERVICE PUBLIC GENEREES PAR L'ACHAT DE BIOMETHANE INJECTE DANS LES RESEAUX DE GAZ NATUREL 39
5.5. L'ENVELOPPE RELATIVE A LA PART DU CREDIT D'IMPOT TRANSITION ENERGETIQUE DEDIEE AU SOUTIEN DES ENERGIES RENOUVELABLES ET A LA MAITRISE DE LA DEMANDE D'ENERGIE 39
5.6. ECO-PRET A TAUX ZERO 40
5.7. TAUX DE TVA REDUIT A 5,5% POUR LES TRAVAUX D'AMELIORATION DE LA QUALITE ENERGETIQUE DES LOCAUX A USAGE D'HABITATION ACHEVES DEPUIS PLUS DE DEUX ANS AINSI QUE SUR LES TRAVAUX INDUITS QUI LEUR SONT INDISSOCIABLEMENT LIES 41
5.8. AIDES DE L'ANAH 42
5.9. ECO-PRET LOGEMENT SOCIAL 42
5.10. DEGREVEMENTS TRAVAUX D'ECONOMIE D'ENERGIE HLM SEM 42
5.11. TRAVAUX LOURDS – MISE EN CONFORMITE ET REMISE EN ETAT DES BATIMENTS DE L'ETAT 42
5.12. CONTRIBUTION AU FINANCEMENT DE L'ACQUISITION DE VEHICULES PROPRES 43
5.13. CONTRIBUTION AU RETRAIT DES VEHICULES POLLUANTS 43

Introduction

L'article 176 de la loi 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit que la PPE comporte une étude d'impact économique, sociale et environnementale, ainsi que des volets relatifs :

- *à la préservation du pouvoir d'achat des consommateurs et de la compétitivité des prix de l'énergie, en particulier pour les entreprises exposées à la concurrence internationale. Ce volet présente les politiques permettant de réduire le coût de l'énergie ;*
- *à l'évaluation des besoins de compétences professionnelles dans le domaine de l'énergie et à l'adaptation des formations à ces besoins.*

Le présent volet rassemble les analyses d'impact de la PPE sur les plans économique et social ainsi que les mesures mises en place pour préserver le pouvoir d'achat des consommateurs et la compétitivité des entreprises, notamment celles exposées à la concurrence internationale.

Il présente également l'enveloppe maximale indicative des ressources publiques de l'Etat et de ses établissements publics mobilisées pour atteindre les objectifs quantitatifs de la programmation, dont les charges de service public de l'énergie (couvertes en partie par la contribution au service public de l'électricité).

L'étude d'impact environnementale est constituée par l'évaluation environnementale stratégique, obligatoire en application de la directive 2001/42/CE relative à l'évaluation des incidences de certains plans et programmes sur l'environnement, présentée dans un document séparé.

La réalisation de ces études d'impact conduit à formuler les orientations et actions suivantes en vue de la prochaine révision de la PPE :

Orientations et actions

- ⇨ **Mettre en place un dispositif d'observation de la chaîne de valeur des filières énergétiques de la transition énergétique incluant notamment le suivi de la balance commerciale et l'emploi afin d'affiner l'analyse des impacts industriels de la prochaine PPE.**
- ⇨ **Suivre les enjeux territoriaux d'application de la PPE, en lien avec le bilan des SRCAE qui sera réalisé au moment de la préparation de la prochaine PPE et avec les démarches de révision des SRCAE qui auront pu être éventuellement engagées.**
- ⇨ **Affiner l'analyse de l'enveloppe des ressources maximales des ressources publiques au regard des modes de financement émergents.**
- ⇨ **En application de la recommandation de France Stratégie, procéder à une analyse comparée de l'impact macroéconomique de la PPE à partir de plusieurs modèles.**
- ⇨ **Mettre en œuvre le suivi de l'évaluation environnementale stratégique pour identifier des points d'approfondissement de l'évaluation lors de la prochaine PPE, en tenant compte des remarques de l'autorité environnementale.**

1. Evaluation macroéconomique

L'évaluation des impacts macro-économiques des scénarios de la PPE a été réalisée dans le cadre d'un travail mené conjointement par l'ADEME, l'OFCE et la DGEC à l'aide du modèle Three-ME. Ce modèle a fait l'objet d'une analyse comparée avec d'autres modèles dans le cadre d'un travail mené par France Stratégie, paru en octobre 2015 : « La transition énergétique vue par les modèles macroéconomiques » (n°2015-05/octobre France Stratégie), dont les principaux résultats sont donnés en annexe de la présente étude d'impact. Il est également décrit précisément dans la stratégie nationale bas carbone (SNBC).
Pour synthétiser, les effets macroéconomiques des scénarios de la PPE dépendent :

- de l'effet de la baisse de la demande d'énergie sur la balance commerciale ;
- de la réduction de la production d'énergie ;
- de l'influence des prix de l'énergie sur les investissements d'efficacité énergétique et leur rentabilité ;
- de la modification de la propension à importer/exporter des diverses filières ;
- des effets de la hausse du coût unitaire de production des entreprises sur les prix et la demande interne et externe ;
- des modalités de la redistribution des recettes fiscales environnementales ;
- de la variation de l'emploi.

L'impact macro-économique d'un scénario étudié est analysé **en écart** à un scénario tendanciel qui lui est associé et présente les mêmes caractéristiques macroéconomiques. Ce sont les écarts d'emplois et de PIB, pour une année donnée, ou en moyenne sur la période considérée (2014-2030), entre le scénario de référence, ou la variante, et leur scénario tendanciel respectif qui constituent l'impact des mesures de la PPE et qui sont analysés ici.

1.1. Le scénario de référence

Comme l'indique le graphique ci-dessous, la mise en œuvre du scénario de référence se traduit par un niveau de PIB supérieur de 1,1% en 2030 par rapport à son niveau dans le scénario tendanciel.

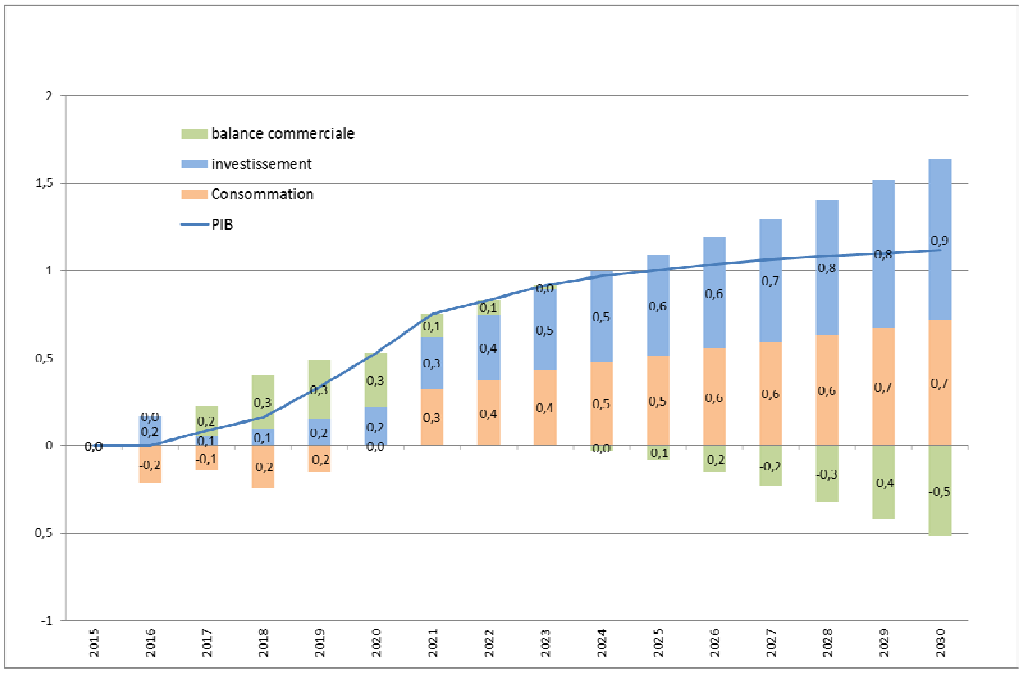


Figure 1. Evolution de l'écart de PIB et contribution des agrégats du PIB : scénario de référence

L'écart de PIB culmine à 1,12 point en 2030, puis il se réduit progressivement pour atteindre +0,22 point à long terme en 2050, sous l'effet conjugué d'un ralentissement du rythme des investissements, du remboursement des dettes contractées et d'une légère dégradation du déficit de la balance commerciale. Le déficit extérieur contribue négativement à la croissance du PIB à partir de 2025 : les importations de biens de consommation augmentent avec l'amélioration du niveau de vie. En parallèle, les exportations diminuent par rapport à la tendance à cause du regain de pressions inflationnistes qui affectent négativement la compétitivité. L'accélération des prix (prix à la consommation et prix de production de l'industrie) résulte en particulier d'une recrudescence de l'activité. Cependant, la chute des importations des combustibles fossiles limite la dégradation des soldes extérieurs si bien que le ratio déficit commercial sur PIB diminue (-0.28 point de PIB en 2030).

Le scénario de référence se caractérise par un regain d'investissement dans le secteur de l'énergie par rapport au scénario tendanciel de 1.8Mds €2015 par an entre 2015 et 2030. L'industrie, le secteur des transports et principalement le tertiaire investissent davantage dans l'efficacité énergétique par rapport au scénario tendanciel et l'ensemble des investissements exerce un effet positif notable sur le PIB.

Dans un premier temps, les investissements de rénovation énergétique des bâtiments exercent un effet d'éviction partiel sur la dépense des ménages (ceux-ci autofinancent leurs investissements dans la rénovation à 65%). Compte tenu des hypothèses de hausse du prix de l'énergie retenues dans ce scénario, la baisse de la facture énergétique ne leur permet pas de compenser immédiatement l'augmentation des mensualités de leur dette. En conséquence, ils réduisent leurs autres investissements immobiliers et leur consommation ce qui limite l'essor de l'activité. A partir de 2020, la consommation des ménages augmente. Elle s'accroît ensuite d'autant plus vite que leur revenu s'accroît avec le PIB.

En effet, la consommation s'élève de façon progressive sous l'effet des créations d'emplois. Le revenu disponible brut des ménages s'accroît au cours de la période, y compris à long terme, du fait d'une hausse de l'emploi et des salaires et d'une réduction de la facture énergétique, et cela malgré l'augmentation des charges de la dette liée aux travaux d'efficacité énergétique et la hausse progressive du taux de la taxe carbone.

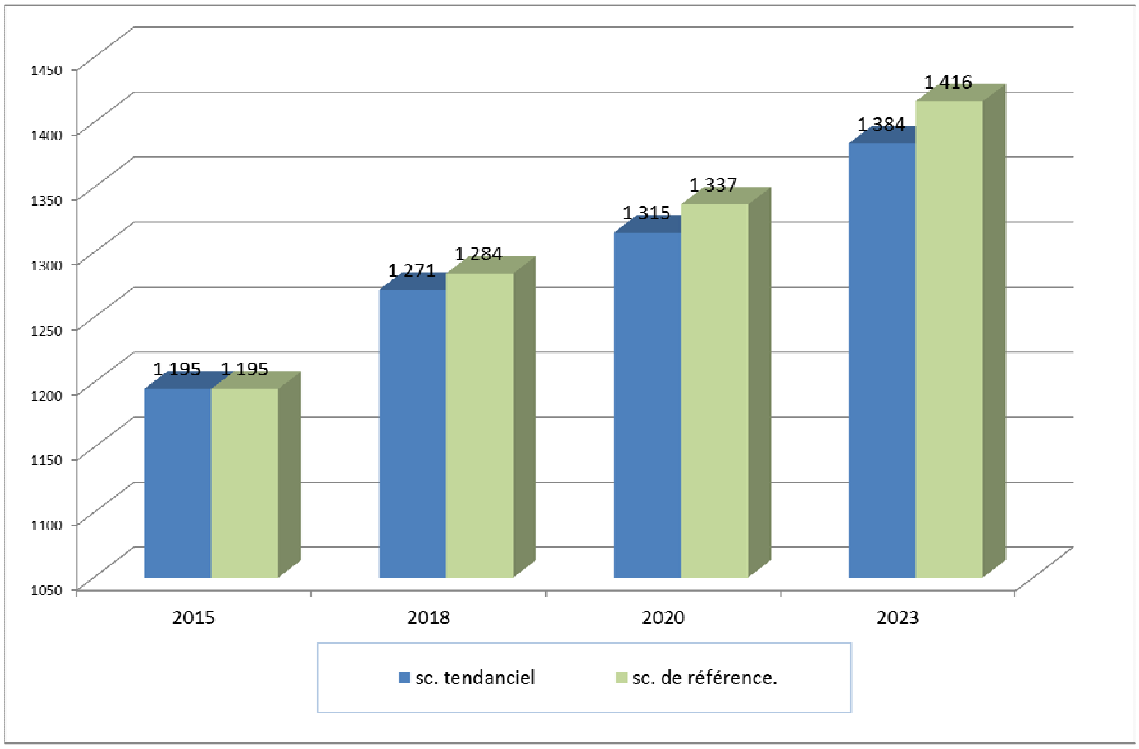


Figure 2. Revenu disponible brut des ménages, net de la facture énergétique et des mensualités de la dette (en milliards d'euros 2015) : scénario de référence. Source ThreeME 2016

Dans cette simulation réalisée par l'OFCE et l'ADEME avec le modèle ThreeME, il apparaît globalement que le scénario de référence de la PPE va entraîner une élévation du PIB d'un niveau moyen de 20.8 milliards d'euros 2015 par rapport à la tendance sur l'ensemble des 15 années étudiées (2015-2030).

Dès 2018, la valeur ajoutée de l'industrie croît à un taux supérieur à la tendance, du fait de l'augmentation de la demande intérieure et des économies d'énergie. En 2030, le niveau de la valeur ajoutée de l'industrie est supérieur de 0.7% à celui du scénario tendanciel (Figure 3).

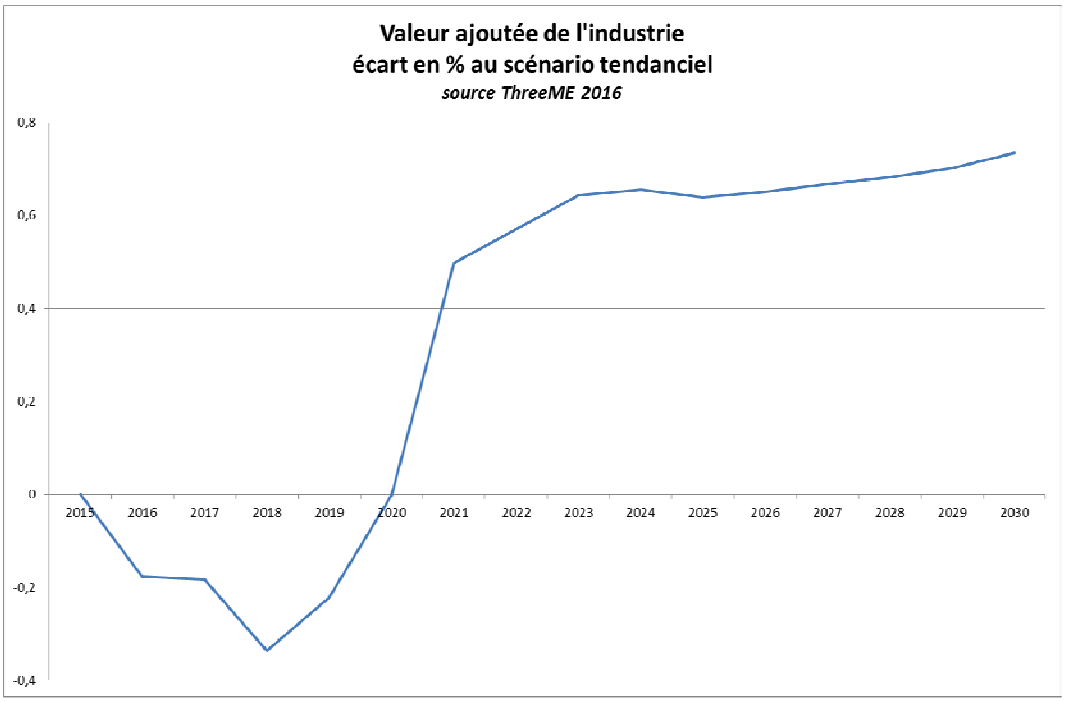


Figure 3. Valeur ajoutée de l'industrie (hors énergie) : scénario de référence, en écart au scénario tendanciel

Le ratio déficit public sur PIB diminue dès 2018 sous l'effet du regain de recettes généré par le supplément de croissance économique (avec l'hypothèse que les recettes issues de la contribution climat-énergie et des enchères de quotas CO2 sont redistribuées aux secteurs économiques).

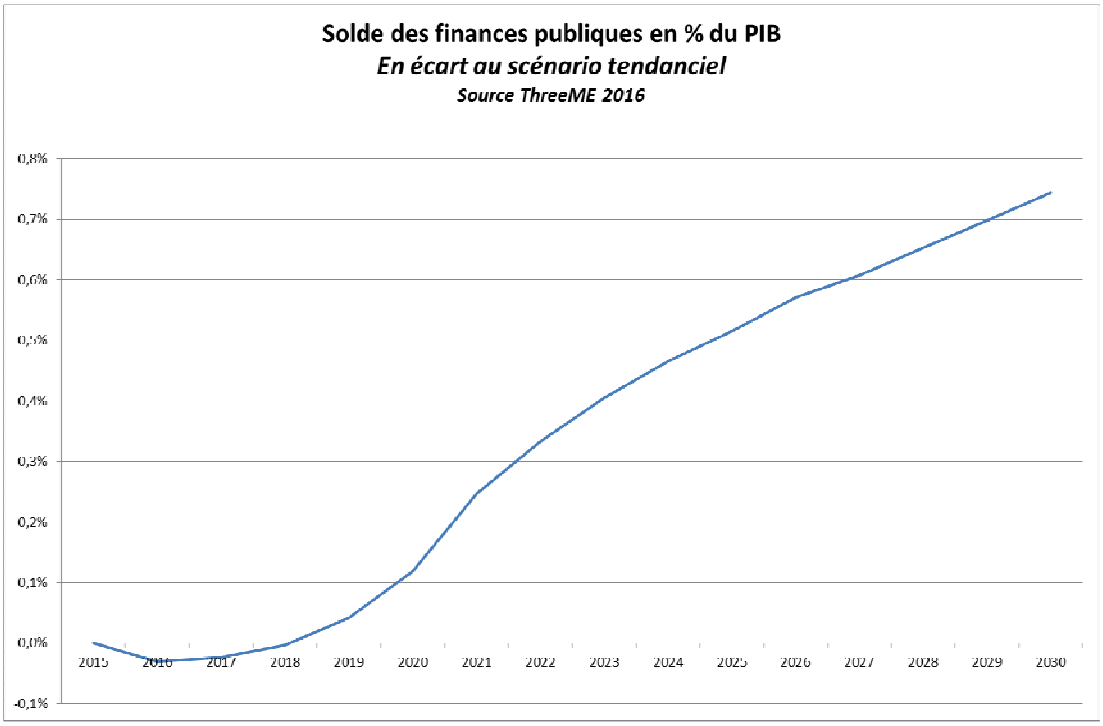


Figure 4. Solde des finances publiques en % du PIB : scénario de référence, en écart au scénario tendanciel

Les effets du scénario de référence sur l'emploi sont décrit au chapitre 4.1.

Les modalités techniques de l'évaluation des scénarios de la PPE

Le calibrage du modèle a été modifié de manière à respecter, pour chacun des scénarios tendanciels, les hypothèses concernant l'évolution de la croissance démographique, des gains de productivité, du prix des combustibles fossiles, des immatriculations neuves et le taux de pénétration des véhicules électriques, la part des différents modes de production énergétique dans chacun des vecteurs (carburants, électricité, chaleur et vapeur) qui est fixée de façon exogène pour respecter les hypothèses du scénario, des mesures fiscales environnementales (CIDD, taxe carbone et EcoPtz), du prix des quotas de CO2 sur le marché européen.

Pour modéliser les effets du scénario PPE, les modifications suivantes ont été apportées au scénario de référence :

- La part des différents modes de production énergétique dans chacun des vecteurs (carburants, électricité, chaleur et vapeur) est fixée de façon exogène pour respecter les hypothèses du scenario.

- Des mesures règlementaires et des investissements supplémentaires ont été introduits, selon différentes techniques de modélisation :
    - Simulation de la mesure en tant que telle :
        - Augmentation du nombre de PTZ distribués ;
        - Evolution du taux du CITE et de la taxe carbone;
        - Investissements dans le ferroviaire et les transports collectifs ;
        - Hausse de la pénétration du nombre de véhicule électriques (VE) ;
        - Amélioration des rendements des véhicules VP, VUL et PL ;
        - Modification du taux d'occupation des véhicules ;
        - Report modal des voyageurs entre la route et le rail et essor des mobilités douces ;
        - Baisse des vitesses de circulation routière ;
        - Amélioration des rendements énergétiques de la production d'eau chaude

sanitaire et de la cuisson ;

- Augmentation « fictive » des prix de l'énergie dans les équations de comportement des acteurs économiques, permettant d'atteindre la cible de consommation associées aux mesures suivantes (voir précisions ci-dessous) :
  - Le renforcement des CEE dans le tertiaire et l'industrie;
  - Amélioration des dispositifs d'incitation à la rénovation énergétique dans le bâtiment ;

Du côté de la demande d'énergie, des signaux prix ont en effet été introduits pour inciter les acteurs à atteindre les cibles de consommation finale des scénarios construits par la DGEC. Ils reflètent le coût implicite du renforcement des normes et l'augmentation du nombre de Certificats d'Economie d'Energie exigibles. L'avantage de cette méthodologie est que les mécanismes d'investissement sont endogènes. Seuls les investissements relatifs aux constructions de logements neufs et aux immatriculations neuves de véhicules sont exogènes.

Les recettes de la taxe carbone sont supposées recyclées de la façon suivante : baisses de charges pesant sur le travail pour les entreprises et une baisse des cotisations employés pour les ménages.

1.2. Le scénario « variante »

Ce scénario se distingue du scénario de référence notamment en ce que la hausse du prix réel des combustibles fossiles est plus limitée, la part de l'électricité dans le mix énergétique est supérieure et le niveau de la demande énergétique est plus élevé.

Il y a moins de différence entre le scénario variante et le scénario tendanciel associé qu'entre le scénario de référence et son propre scénario tendanciel. Cela réduit les gains macroéconomiques constatés plus haut.

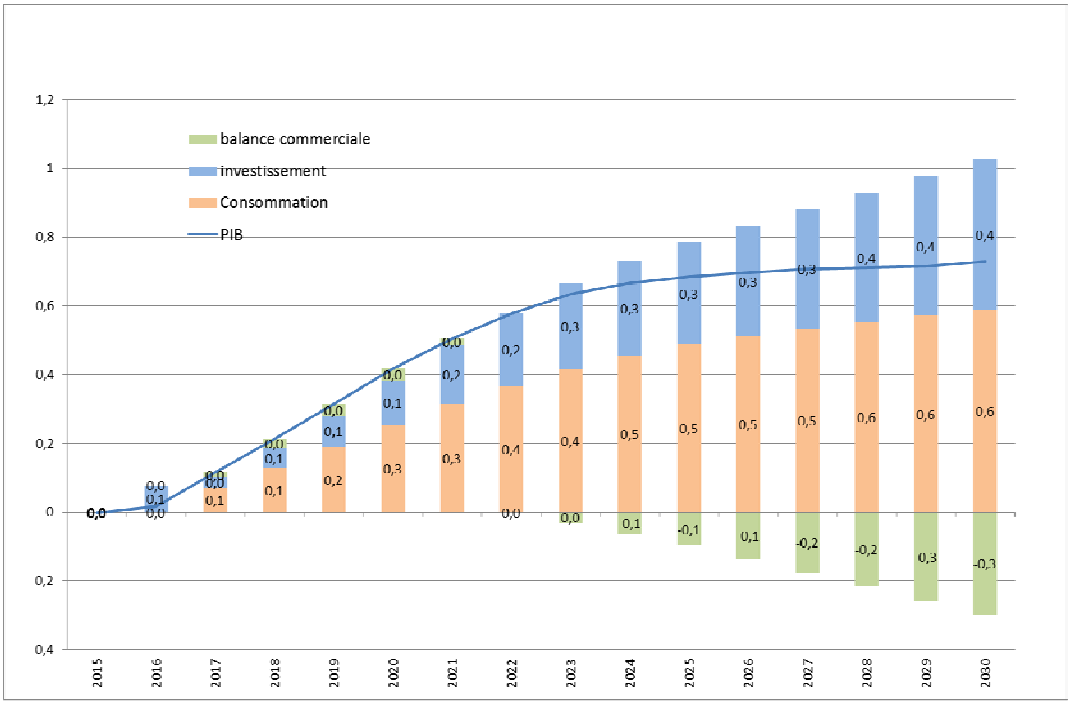


Figure 5. Evolution de l'écart de PIB et contribution des agrégats du PIB : scénario variante.

En 2030, l'écart entre le niveau du PIB du scénario variante et le PIB du scénario tendanciel reste positif et s'élève à +0.73 point. Ce résultat est moins favorable que celui du scénario de référence. L'élévation moyenne du niveau du PIB par rapport au tendanciel sur la période est d'environ 14.8

milliards d'euros 2015.

Les déterminants du PIB évoluent dans le même sens que dans le scénario précédent, à cette différence près qu'il n'y a pas de diminution de la consommation en début de période. Les ménages réalisent moins de travaux d'efficacité énergétique dans le résidentiel car la hausse des prix des combustibles est plus limitée. Par conséquent, l'effet d'éviction évoqué plus haut est quasi nul et la consommation reste stable. Néanmoins, le montant des investissements est beaucoup plus faible.

Dans le scénario variante, les investissements dans le secteur des énergies renouvelables sont moindres que dans le scénario de référence, ce qui amoindrit l'effet d'entrainement sur l'activité économique.

En définitive, ce sont essentiellement le développement du transport collectif et la rénovation du tertiaire qui exercent un effet d'entraînement positif sur l'économie. Le regain d'activité améliore les débouchés de l'industrie. L'augmentation de l'emploi direct débouche sur une croissance de la demande qui alimente une spirale expansive.

Le surcroît de consommation améliore les débouchés et l'activité des entreprises, qui investissent et produisent davantage, ce qui rétroagit positivement sur l'emploi. Au final, le scénario variante de la PPE permet de créer 140 000 emplois supplémentaires par rapport au scénario tendanciel en 2030, soit deux fois moins que dans le scénario de référence. Le taux de chômage baisse tout de même de 0,61 point de la population active par rapport au scénario tendanciel. Le revenu disponible brut des ménages n'est que marginalement meilleur dans le scénario variante que dans le scénario tendanciel, mais il reste très légèrement inférieur à celui du scénario de référence (1414 / 1416).

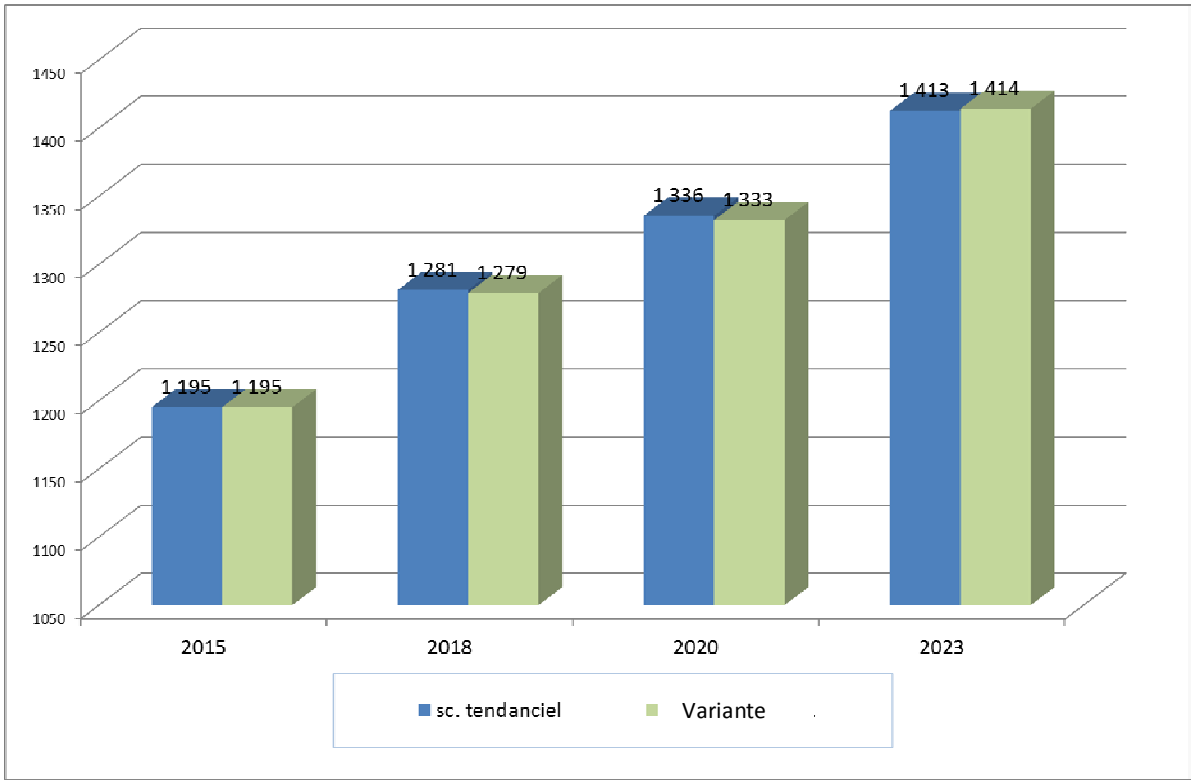


Figure 6. Revenu disponible brut des ménages (Milliards d'euros) : scénario variante
Source ThreeME 2016

Puisque la demande (consommation + investissement) est beaucoup moins dynamique dans le scénario variante que dans le scénario de référence par rapport à leurs scenarios tendanciels respectifs, le déficit de la balance commerciale baisse seulement de 0,12 point de PIB en 2030 par rapport à ce qu'aurait été son niveau dans le scénario tendanciel. Cependant, l'augmentation de la

valeur ajoutée industrielle (hors énergie) est légèrement supérieure à celle du scénario de référence (+0.9% vs +0.7%).

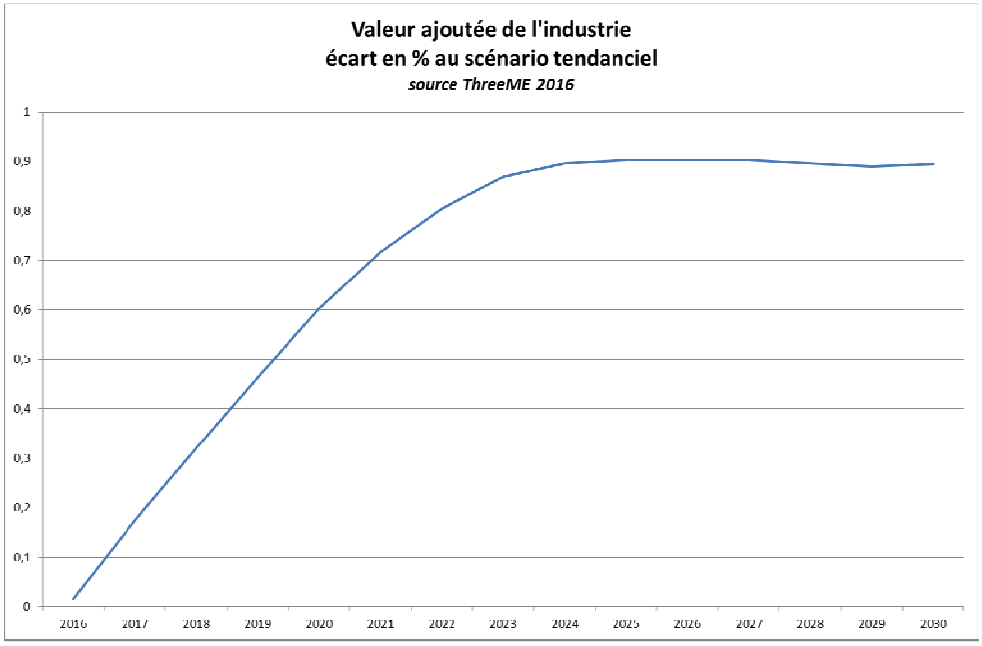


Figure 7. Valeur ajoutée de l'industrie (hors énergie): scénario variante en écart au scénario tendanciel

Le déficit public diminue de 0,33 point de PIB en 2030 par rapport au scénario tendanciel.

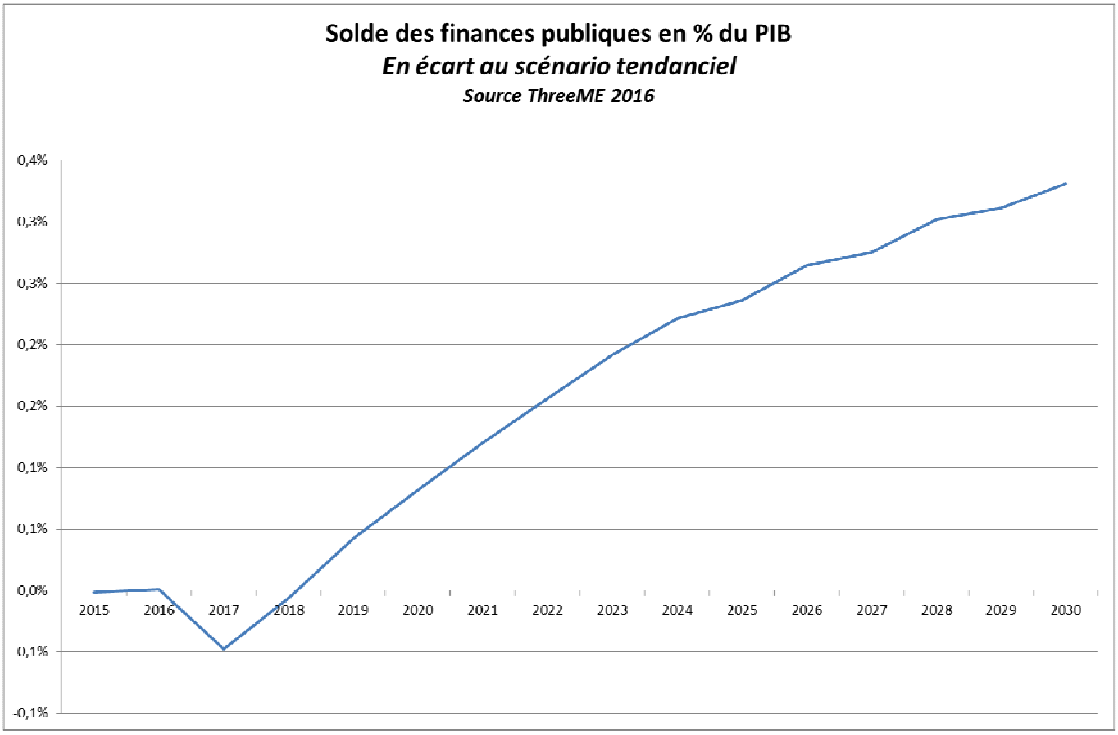


Figure 8. Solde des finances publiques en % du PIB : scénario variante en écart au scénario tendanciel

1.3. Annexe - Utilisation des modèles macroéconomiques dans l'évaluation des politiques publiques

1.3.1. Présentation du modèle ThreeME

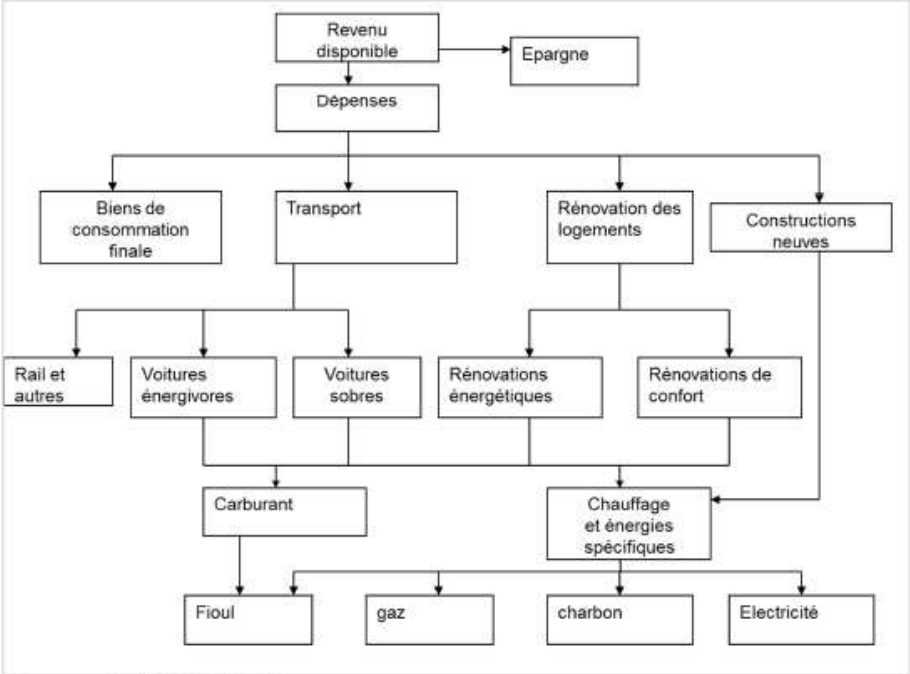
ThreeME version 2

Cette estimation des scénarios de la PPE a été réalisée à l'aide de la version 2 du modèle ThreeME. Elle se distingue de travaux précédents sur trois points :

- Les parcs de logements et de véhicules sont divisés en sept classes énergétiques et non plus trois ;
- La fabrication de biens d'équipements acquis par les divers secteurs est ventilée de manière plus précise ;
- Le bloc logement de ThreeME a été calibré de manière à ce que les effets des mesures publiques en faveur de la rénovation du bâti (crédit d'impôts, taxe carbone…) soient comparables aux résultats données par le modèle sectoriel MENFIS de l'ADEME qui représente de manière très détaillée l'ensemble du secteur résidentiel français.

Cette désagrégation a pour but de réduire les biais de prospective.

Les deux schémas suivants décrivent la structure globale du modèle et les 17 sous-secteurs énergétiques du modèle.



Source : ADEME-OFCE.

Figure 9. Structure globale de ThreeME

Figure 10. Les sources énergétiques dans ThreeME

1.3.2. Analyse de différents modèles macroéconomiques

L'évaluation macroéconomique des scénarios de la PPE a été réalisée à partir d'un modèle macroéconomique. Il existe plusieurs modèles macroéconomiques permettant de réaliser l'évaluation des politiques publiques. Cette partie rappelle les résultats d'un travail réalisé par France Stratégie sur la comparaison des modèles macroéconomiques (dont celui utilisé dans le cadre de l'évaluation de la PPE) et publié dans un document de travail paru en octobre 2015 « La transition énergétique vue par les modèles macroéconomiques (n°2015-05/octobre France Stratégie). Quatre équipes de modélisation ont participé à cet exercice : la direction générale du Trésor (modèle Mésange développé avec l'Insee), l'ADEME (modèle ThreeME développé avec l'OFCE), SEURECO (modèle Némésis), le CIRED et EDDEN (modèle Imaclim-R France).

Ont été analysés dans ce cadre les résultats de simulations de chocs sur les variables énergétiques obtenus avec chacun des modèles. Les chocs envisagés successivement sont une hausse du prix des énergies fossiles, puis l'introduction d'une taxe carbone et enfin celle d'une taxe sur l'électricité.
Il ne s'agit pas de simuler des politiques économiques susceptibles d'être mises en place mais plutôt d'observer les impacts sur l'économie française de chocs « simples ». Deux types de résultats ont été obtenus et présentés dans le cadre de l'étude : les impacts sur l'équilibre macroéconomique (PIB, emploi, salaires, prix) et ceux sur les grandeurs énergétiques (consommation d'énergie, intensité énergétique, émissions de CO2).

Les principaux enseignements sont les suivants et permettent de situer les résultats obtenus par le modèle THREEME par rapport aux autres modèles :

- les modèles de type macroéconométrique (Mésange, Némésis, ThreeME) s'accordent sur l'ampleur qu'aurait une hausse du prix de l'énergie sur l'activité économique. L'impact négatif d'un renchérissement de l'énergie se fait rapidement sentir et peine à se résorber, même à long terme. Le modèle Imaclim-R induit des dynamiques différentes. Si à moyen terme (dix ans) ses résultats se rapprochent de ceux des autres modèles, les effets sont plus pénalisants à court terme et plus favorables à long terme.
- Les effets sur l'emploi, le chômage et les salaires varient d'un modèle à l'autre. La fluidité du marché du travail apparaît ainsi cruciale pour le partage, au sein de la population, des effets d'une hausse du prix de l'énergie et pour l'efficacité du recyclage des montants d'une éventuelle taxe sur l'énergie.

- Les réductions des émissions de CO2 générées par les hausses du prix de l'énergie sont remarquablement proches d'un modèle à l'autre. Par exemple, une taxe carbone d'un montant de l'ordre de 1 % du PIB en valeur ex ante se traduit à long terme par une diminution des émissions de CO2 de l'ordre de 15 % par rapport à la trajectoire de référence dans les quatre modèles. Le rythme de baisse des émissions diffère d'un modèle à l'autre mais les quatre modèles s'accordent sur le fait qu'au moins 50 % de cette réduction est obtenue au bout de trois ans.
- En revanche, les réponses en termes de consommation d'énergie finale (et d'intensité énergétique) diffèrent énormément d'un modèle à l'autre. Pour certains modèles (ThreeMe, Imaclim-R France), la réduction des émissions de CO2 est liée à celle de l'intensité énergétique qui diminue d'environ 10 % à long terme, pour d'autres (Némésis) la réduction des émissions de CO2 provient essentiellement d'une substitution entre des énergies plus ou moins polluantes (l'intensité énergétique ne diminue que de 3 % à long terme).

Ces résultats contrastés révèlent des hypothèses technologiques différentes d'un modèle à l'autre et déterminantes pour la formulation de recommandations de politiques économiques qui favorisent la transition énergétique. Compte tenu de l'effet persistant des hausses du prix de l'énergie sur l'économie décrit par les modèles, le recyclage des montants prélevés par une taxe sur l'énergie est déterminant. La littérature empirique conclut usuellement que le recyclage devrait favoriser l'offre de biens et services et/ou de travail (allègements de charges, d'impôts, aides à l'investissement en efficacité énergétique ou soutien à la R & D) plutôt que la demande si l'on veut compenser les effets durablement négatifs de la hausse de la taxation sur l'énergie. Cela n'est pas incompatible avec une compensation de la perte de pouvoir d'achat liée au renchérissement de l'énergie que subiraient les ménages les plus modestes et/ou en précarité énergétique.

Ces enseignements sur l'impact des hausses du prix de l'énergie sur l'économie, l'importance à accorder au recyclage des montants levés par la fiscalité sur l'énergie et le rôle clé du fonctionnement du marché du travail sont conformes à ceux obtenus par d'autres modèles pour d'autres régions/économies.

2. Evaluation de l'impact sur les ménages et mesures de lutte contre la précarité énergétique

La première partie de cette annexe décrit les impacts sociaux potentiels de la PPE. La seconde présente les mesures de lutte contre la précarité énergétique.

2.1. L'impact de la PPE sur les ménages

Il est attendu que l'atteinte des objectifs de la loi de transition énergétique pour la croissance verte, au travers la mise en œuvre des orientations de la programmation pluriannuelle de l'énergie, se traduise concrètement pour les ménages par des travaux de rénovation énergétique importants et, s'agissant des transports, par un nombre plus réduit de véhicules, plus efficaces au plan énergétique et parcourant des distances significativement plus faibles.

Les travaux de rénovation ayant pour objectif une plus grande sobriété énergétique doivent générer, toutes choses égales par ailleurs, une moindre consommation de chauffage et par conséquent une facture d'énergie allégée. À l'inverse, le niveau des prix de l'énergie et le signal-prix sur le carbone peuvent entraîner un renchérissement des énergies et par conséquent de la facture de chauffage. L'impact total sur la facture d'énergie dépend ainsi de l'ampleur des rénovations effectuées, de l'état initial du logement (plus ou moins consommateur d'énergie, plus ou moins spacieux), de son énergie de chauffage et de l'ampleur de la hausse des prix de l'énergie.

La facture de carburant pourra être allégée par l'évolution du parc automobile et des habitudes de transport (nombre de véhicules par ménage, consommation kilométrique et distances parcourues). Elle pourra être au contraire alourdie par la hausse des prix de l'énergie.

S'agissant des prix des principaux produits énergétiques, le tableau figurant ci-dessous présente une évolution possible de ces prix pour le consommateur final, en fonction de la situation actuelle des prix de marché de gros et des évolutions futures déjà connues à l'été 2016 (contrats « forward »), ainsi que des hypothèses sur l'évolution de la taxation sur les produits énergétiques, et en particulier de la trajectoire de prix du carbone dans les taxes intérieures de consommation sur les produits énergétiques.

	2015	**2016**	**2018**	**2020**	**2023**
Taux inflation	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%	1,50%
trajectoire prix du carbone	14,5	22	39	56	66,6
prix électricité TTC (€/MWh)	164	167	165	169	175
prix électricité TTC (€2015/MWh)	*164*	*164*	*158*	*157*	*155*
prix gaz TTC (€/MWh)	68	62	69	75	80
prix gaz TTC (€2015/MWh)	*68*	*61*	*66*	*69*	*71*
prix fioul TTC (c€/L)	71	64	77	85	92
prix fioul TTC (c€2015/L)	71	63	73	79	82
ESSENCE SP95 E5					
prix essence TTC (c€/L)	135	130	140	148	154
prix essence TTC (c€2015/L)	*135*	*128*	*134*	*138*	*137*
DIESEL					
prix diesel TTC (c€/L)	115	111	125	133	139
prix diesel TTC (c€2015/L)	*115*	*109*	*119*	*123*	*124*

Les résultats de l'évaluation macroéconomique montrent globalement que le revenu disponible brut des ménages devrait augmenter. Le revenu disponible brut des ménages s'accroît au cours de la

période, y compris à long terme, du fait d'une hausse de l'emploi et des salaires et d'une réduction de la facture énergétique, et cela malgré l'augmentation des charges de la dette liée aux travaux d'efficacité énergétique et la hausse progressive du taux de la taxe carbone.

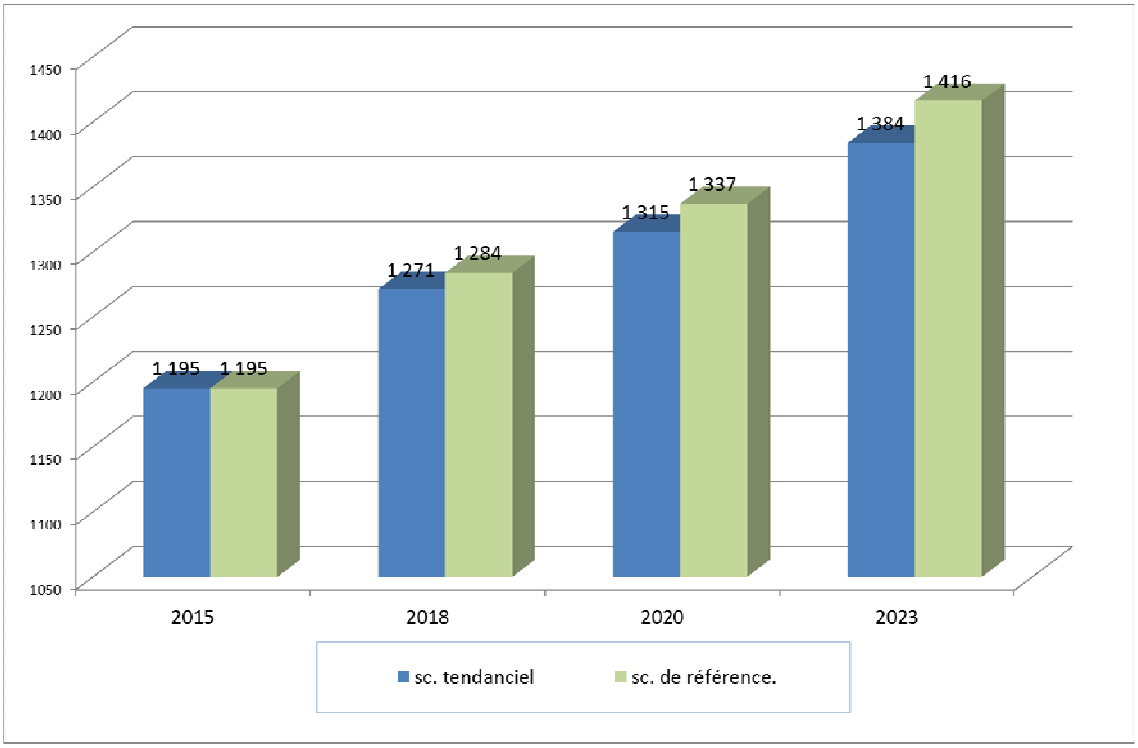


Figure 11. Revenu Disponible brut des Ménages, net de la facture énergétique et des mensualités de la dette (en milliards d'euros 2015) : scénario de référence. Source ThreeME 2016

Les impacts sur les ménages seront différenciés, non seulement par tranche de revenus, mais également en fonction d'autres facteurs structurants comme la localisation territoriale des ménages ou bien la composition des ménages (*INSEE première*, « Vulnérabilité énergétique – Loin des pôles urbains, chauffage et carburant pèsent fortement dans le budget », n° 1530 janvier 2015 ; Chiffres et statistiques « Les consommations énergétiques des ménages en 2012 », n°645, juin 2015, Commissariat général du développement durable). Ainsi, le risque de vulnérabilité énergétique[1] varie sur le territoire différemment selon le poste de dépenses concerné : le climat est le premier facteur de disparité pour la vulnérabilité liée au logement, alors que c'est l'éloignement des pôles urbains pour les dépenses liées aux déplacements. Concernant les caractéristiques des ménages, on constate ainsi que les personnes seules apparaissent les plus exposées.

La multiplicité des facteurs et l'incertitude entourant certains d'entre eux, comme par exemple l'évolution des prix sur les marchés de l'énergie, rendent complexe une quantification précise des impacts de la PPE par catégorie de ménages et de localisation. Les travaux de la prochaine programmation s'attacheront à évaluer ces impacts par catégorie de ménages et de localisation.

2.2. Les mesures de lutte contre la précarité énergétique

Les mesures de la programmation pluriannuelle de l'énergie en matière de préservation du pouvoir d'achat des consommateurs sont concentrées sur les ménages en situation de précarité énergétique.
Même si une baisse des prix de l'énergie a pu être constatée en 2015, permettant d'alléger la facture énergétique, il apparaît essentiel d'aider les ménages modestes d'une part à alléger leur facture

[1] Vulnérabilité énergétique : un ménage est dit dans une telle situation si son taux d'effort énergétique est supérieur à un certain seuil. Ce seuil correspond au double de la médiane des taux d'effort observés en France métropolitaine l'année considérée (soit 8% pour le logement et de 4,5%pour les déplacements).

énergétique, et d'autre part à réduire leurs consommations grâce à la réalisation d'opérations d'économies d'énergie dans leur logement et leur mode de transport. Les différents outils présentés ci-dessous poursuivent ces objectifs.

2.2.1. Les dispositions du chèque énergie

Afin d'atténuer l'impact des prix de l'énergie sur les ménages modestes, ont été mises en place à compter de 2005 des aides sous condition de ressources : le tarif de première nécessité (TPN) pour l'électricité et, à compter de 2008, le tarif spécial de solidarité (TSS) pour le gaz. Ces aides, qui représentent des réductions de facture d'une valeur comprise entre 71€ et 316€ par an selon les niveaux de revenu et la composition du foyer, se sont nettement développées depuis 2012, et bénéficient aujourd'hui à environ 3 millions de ménages.

Les limites de ces dispositifs (nombre de bénéficiaires effectifs encore inférieur à la population ciblée de 4 millions de ménages, et absence de prise en charge des modes de chauffage autres qu'électricité et gaz naturel), ont conduit le gouvernement à inscrire dans la loi de transition énergétique la mise en place d'un chèque énergie dédié au paiement des factures d'énergie du logement.

Le chèque énergie est déployé à partir de mai 2016 dans 4 départements, l'Ardèche, l'Aveyron, les Côtes d'Armor et le Pas de Calais où il bénéficiera à 170 000 ménages. Il remplace les tarifs sociaux de l'électricité et du gaz dans ces quatre départements avant sa généralisation à l'ensemble du territoire au plus tard en 2018. Le gouvernement transmettra au Parlement un rapport d'évaluation de l'expérimentation avant le 1er octobre 2017, avant la généralisation du dispositif à compter du 1er janvier 2018.

Le montant moyen du chèque énergie varie en fonction du revenu fiscal de référence et du nombre de personnes qui composent le foyer. La valeur moyenne sera de l'ordre de 150 euros par an. Quelques exemples :

- une personne seule disposant d'un revenu fiscal de référence de 6000 € recevra chaque année un chèque de 96 € ;
- un couple sans enfant disposant d'un revenu fiscal de référence de 8000 € recevra chaque année un chèque de 190 € ;
- un couple avec deux enfants disposant d'un revenu fiscal de référence de 10 000 € recevra chaque année un chèque de 227 €.

Le chèque énergie pourra être utilisé pour le paiement d'une dépense de fourniture d'énergie liée au logement (électricité, gaz naturel, GPL, fioul, bois...), des charges locatives auprès d'un bailleur social, d'une redevance en logement-foyer, ou pour le paiement d'une dépense liée à des travaux de rénovation énergétique du logement, lorsqu'elle entre dans les critères du crédit d'impôt transition énergétique.

Le dispositif du chèque énergie sera géré par un établissement public, l'Agence de services et de paiement (ASP). Outre ses missions relatives à l'émission, à l'envoi, et au remboursement des chèques, l'ASP mettra en place un dispositif d'assistance qui aura également pour objet de traiter des réclamations.

Des dispositions spécifiques sont prévues pour le paiement des factures d'électricité et de gaz naturel : un bénéficiaire peut demander à ce que la valeur du chèque dont il bénéficiera, le cas échéant, les années suivantes soit directement affectée au paiement du même contrat de fourniture (mécanisme de pré-affectation).

2.2.2. Les dispositions des CEE relatives à la composante de lutte contre la précarité énergétique

L'article 30 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a créé, dans le cadre du dispositif des certificats d'économies d'énergie, une nouvelle obligation d'économies d'énergie au bénéfice des ménages en situation de précarité énergétique.

Cette nouvelle obligation vient s'ajouter à l'objectif de 700 TWh cumac d'économies d'énergie défini pour la troisième période. Une obligation supplémentaire de 150 TWh cumac pour les années 2016-2017 sera donc imposée aux fournisseurs d'énergie, pour des actions réalisées au bénéfice de ménages en situation de précarité énergétique. L'éligibilité des ménages sera déterminée sur la base de leurs revenus.

Le 5 octobre 2016 dans le cadre de l'appel à projets de programmes pour lutter contre la précarité énergétique financé par le dispositif des certificats d'économies d'énergie, 12 lauréats ont été désignés.

Ils portent sur :

- la sensibilisation, l'information et la formation des ménages en situation de précarité énergétique aux enjeux des économies d'énergie,

- l'accompagnement de ces ménages pour la réalisation de travaux de rénovation énergétique ambitieux.

Les projets les plus efficaces et les plus structurants ont été sélectionnés en fonction de leur degré de maturité, de leur périmètre et de leur efficience.

Neuf programmes visent à lutter contre la précarité énergétique dans l'habitat :

Porteur	Nom du projet	Nombre de bénéficiaires
ANAH	Accompagnement des copropriétés "fragiles" préparant une décision de rénovation énergétique	600 à 700 copropriétés (environ 20 000 logements)
Économie d'énergie	CLEO	130 000 ménages
Engie	Eco-gestes solidaires	11 500 ménages
Engie Home Services	Eco-gestes durables	278 000 ménages
Habitat 29	Mettons nos énergies au service des locataires	7000 ménages
La Poste - Inventage	DEPAR	200 000 ménages
Solinergy	MAGE	12 000 ménages
Sonergia Soliha	ECORCE	4 000 à 16 000 ménages
Urbanis	AMO Déclic auprès de copropriétés	40 copropriétés

Trois programmes visent à lutter contre la précarité énergétique dans les transports :

Porteur	Nom du projet	Nombre de bénéficiaires
Association Wimoov	Plateformes Wimoov la mobilité durable accessible à tous	9000 personnes
FUB	Alveole	2250 ménages accompagnés
Rhonealpenergie-environnement (RAEE)	Précarité énergétique en matière de déplacements en Auvergne Rhône Alpes (PEnD-AURA)	10 000 personnes

Le dispositif des certificats d'économies d'énergie (CEE) permettra la mobilisation de plus de 60 millions d'euros pour ces programmes d'accompagnement.

2.2.3. Les dispositions de lutte contre la précarité énergétique dans les contrats de service public

Prévus par l'article L. 121-46 du code de l'énergie, les contrats de service public conclus entre l'Etat d'une part, et EDF et Engie d'autre part, prévoient des engagements spécifiques des deux fournisseurs historiques à l'égard des clients en situation de précarité énergétique :

- Mise en œuvre et suivi, jusqu'à leur extinction en 2018, des tarifs sociaux de l'énergie. Information des clients et accompagnement dans leurs démarches d'accès à ces tarifs et aux droits qui leur sont associés ;
- Relation spécifique avec la clientèle identifiée comme fragile en cas de consommation importante, ou difficulté de paiement des factures ;
- Implication, y compris financière, dans les dispositifs locaux de solidarité, comme les PIMMs (Points d'information et de médiation multiservices) ou les FSL (fonds de solidarité pour le logement) ;

- Développement des économies d'énergie auprès des ménages en situation de précarité énergétique.

Le nouveau Contrat de Service Public d'Engie a été signé fin 2015, et celui d'EDF est en cours de renouvellement.

2.2.4. Le programme « Habiter mieux »

L'Anah met en œuvre le programme de lutte contre la précarité énergétique appelé « Habiter mieux ». Ce programme permet d'apporter des aides financières et d'accompagner socialement, techniquement et financièrement les ménages en situation de précarité énergétique pour réaliser leurs travaux de rénovation énergétique. Le programme est financé par le budget propre de l'Agence, par une participation des énergéticiens (EDF, GDF-Suez et Total) au budget de l'Anah fixée par convention, ainsi que par le programme Investissements d'avenir (PIA), à travers le fonds d'aide à la rénovation thermique (FART) doté de 483 M€.

Dans le cadre du plan de rénovation énergétique de l'habitat (PREH) annoncé le 14 février 2013 par le Président de la République, les aides du programme Habiter Mieux ont été revalorisées et le champ de ses bénéficiaires potentiels élargi à l'ensemble des propriétaires occupants éligibles aux aides de l'Anah, aux propriétaires bailleurs et aux syndicats de copropriétés en difficulté. Ainsi, les aides aux travaux et à l'ingénierie versées par l'Anah ont été augmentées, en même temps que l'aide versée par le FART. Le programme présente désormais un rythme d'activité élevé, avec 50 000 logements aidés en 2014 comme en 2015.

Au total, plus de 200 000 ménages ont bénéficié du programme « Habiter mieux » depuis 2013. Le gain énergétique moyen réalisé suite aux travaux financés dans le cadre du dispositif Habiter Mieux est de l'ordre de 40 % pour les propriétaires occupants et 64 % pour les propriétaires bailleurs.

Début 2016, l'objectif a été relevé à 70 000 logements rénovés dans le cadre du programme « Habiter mieux » pour l'année 2016, et un objectif de 100 000 logements est visé pour 2017.

2.2.5. Les dispositifs de tiers financement

L'article 6 de la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, crée une dérogation au monopole bancaire pour les « sociétés de tiers financement » dont l'actionnariat est majoritairement formé par des collectivités territoriales ou qui sont rattachées à une collectivité territoriale de tutelle. Ces sociétés ont pour objet social, conformément à la définition issue de l'article 124 de la loi n° 2014-366 du 24 mars 2014 pour l'accès au logement et un urbanisme rénové (Alur), de financer par des prêts les travaux de rénovation énergétique des bâtiments individuels et collectifs à usage d'habitation, en proposant une offre intégrée de diagnostic, de financement et de travaux.

Le décret du 25 novembre 2015 précisant le périmètre des prestations des sociétés de tiers-financement crée un régime prudentiel ad hoc adapté aux sociétés de tiers-financement, significativement allégé par rapport au cadre d'exercice des établissements de crédit. Ce régime prudentiel est en partie similaire à celui qui s'applique aux organismes de microcrédit, l'objectif étant de permettre aux sociétés de tiers-financement d'exercer une activité de crédit tout en s'assurant que ces sociétés bénéficient d'un cadre suffisamment sécurisé et qu'elles sont aptes à assurer la protection des intérêts de leur clientèle. Pour satisfaire ce double objectif, les sociétés de tiers-financement sont exemptées des ratios prudentiels (ratios de solvabilité et de liquidité) propres à Bâle III, mais sont soumises au contrôle de l'ACPR qui doit leur délivrer une autorisation d'exercice, celle-ci étant conditionnée au respect des règles de droit commun en matière de gouvernance, de contrôle interne, de suivi des risques et de commercialisation du crédit.

La spécificité des sociétés de tiers-financement, qui justifie une dérogation au cadre général de la supervision prudentielle des activités de crédit, est que ces établissements intégreront, dans l'analyse de la solvabilité des débiteurs, les économies d'énergie engendrées par les travaux financés. Les sociétés de tiers-financement se donnent ainsi pour objectif de financer des travaux pour des ménages ou des copropriétés qui ne seraient à priori pas susceptibles d'être financés par les établissements de crédit.

3. Evaluation de l'impact sur les entreprises et mesures de préservation de la compétitivité

3.1. L'impact de la PPE sur l'industrie

Les travaux d'évaluation macroéconomique de la PPE fournissent une appréciation de l'impact de la PPE sur les entreprises industrielles, au travers de la mesure de son impact sur la valeur ajoutée de l'industrie.

Dès 2018, la valeur ajoutée de l'industrie croît à un taux supérieur à la tendance, du fait de l'augmentation de la demande intérieure et des économies d'énergie. En 2030, le niveau de la valeur ajoutée de l'industrie est supérieur de 0.7% à celui du scénario tendanciel (Figure 7).

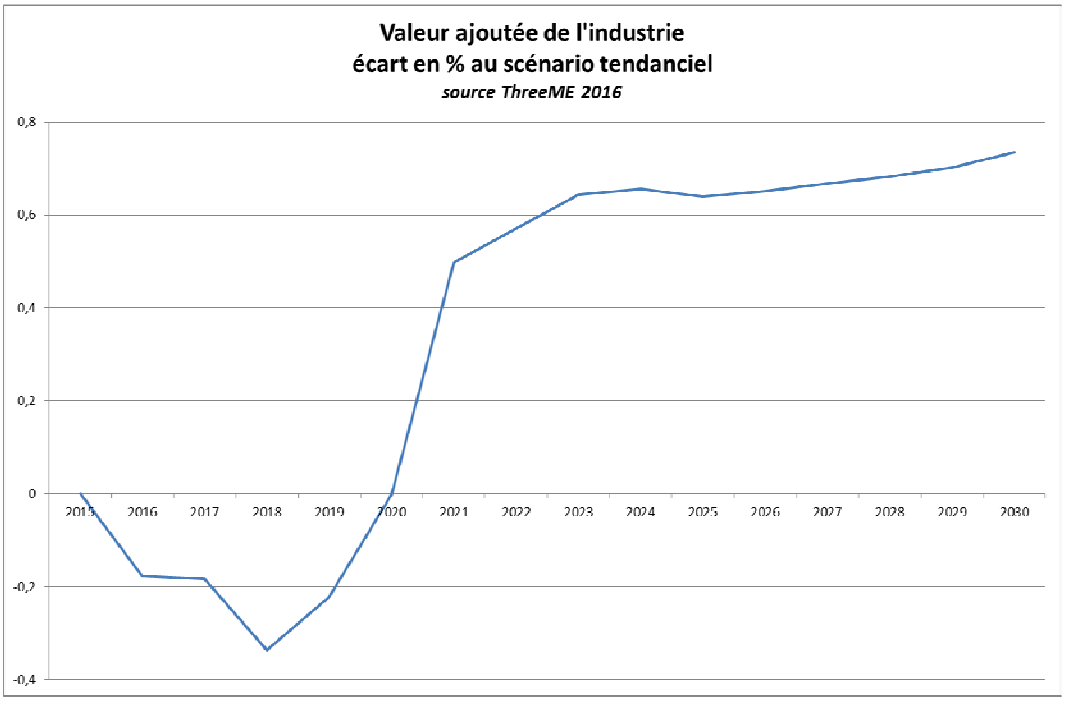


Figure 12. Valeur ajoutée de l'industrie (hors énergie) : scénario de référence, en écart au scénario tendanciel

3.2. Les mesures pour préserver la compétitivité

L'énergie est un facteur de compétitivité essentiel pour une partie des entreprises françaises faisant face à une concurrence importante au niveau européen, mais également souvent au niveau mondial. Ainsi, pour certaines activités industrielles (production d'aluminium, de chlore, de silicium …), l'approvisionnement en électricité représente en effet jusqu'à 30 % des coûts de production et peut représenter plus de 100 % de la valeur ajoutée.

La compétitivité et l'existence même de ces industries, au service de l'emploi et de la lutte contre le chômage, priorités du Gouvernement, dépendent donc d'un approvisionnement compétitif et prévisible à long terme en électricité. Ces sites très électro-intensifs et exposés à la concurrence internationale représentent en France environ 80 000 emplois directs. Certains sites constituent les seules sources d'emploi pérennes et non saisonnières des territoires sur lesquels ils sont implantés. D'autres sont structurels pour la pérennité des plateformes sur lesquelles ils sont installés. Enfin ces sites sont souvent intégrés dans les chaines industrielles régionales ou nationales.

Les mesures décrites dans la présente annexe visent à réduire la facture énergétique de ces entreprises électro-intensives et gazo-intensives et maintenir ou améliorer leur compétitivité au service de l'emploi et de l'activité en agissant sur l'ensemble des leviers disponibles.

Gaz

En 2013, un statut d'entreprise « gazo-intensive » a été défini pour caractériser des entreprises utilisant le gaz naturel comme matière première ou source d'énergie et dont l'activité principale est exposée à la concurrence internationale.

Le décret n°2013-972 du 30 octobre 2013 a précisé la définition des sites concernés, en fonction du rapport entre le volume de gaz consommé et la valeur ajoutée de l'entreprise, de l'exposition internationale et de la stabilité ou de l'anticyclicité de la consommation (au moins 30% du volume consommé hors période hivernale).

Electricité

Le prix de l'électricité est construit par addition d'une part d'acheminement (tarifs de réseau), d'une part liée à l'énergie (intégrant les coûts commerciaux), et d'une part liée à la fiscalité. L'ensemble des leviers a fait l'objet de mesures introduites ou étendues par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Cette loi a défini pour la première fois le statut de sites ou entreprises électro-intensifs (article L. 351-1 du code de l'énergie), fondé sur :

- le rapport entre la quantité consommée d'électricité et la valeur ajoutée produite par l'entreprise ou par le site, c'est-à-dire son caractère plus ou moins électro-intensif ;
- le degré d'exposition à la concurrence internationale ;
- le volume annuel de consommation d'électricité ;
- les procédés industriels mis en œuvre.

A partir de ces paramètres, le décret n°2016-141 du 11 février 2016 distingue :

- les sites hyper électro-intensifs (électro-intensité supérieure à 6 kWh par euro de valeur ajoutée et exposition à la concurrence internationale supérieure à 25%) ;
- les entreprises et les sites électro-intensifs (électro-intensité supérieure à 2,5 kWh par euro de valeur ajoutée et exposition à la concurrence internationale supérieure à 4%).

Au-delà de cette définition, le soutien aux entreprises peut être fondé sur leur profil de consommation ou leur capacité à moduler leur consommation. De nombreux sites industriels présentent ainsi un profil de consommation stable ou anticyclique : un tel profil se distingue des profils de consommation des consommateurs résidentiel ou tertiaires, qui connaissent une variation importante selon les périodes (heures de la journée, jours de la semaine, mois dans l'année), générant des besoins de puissance, et donc des coûts de réseau, plus importants par rapport à l'énergie distribuée.

Pour bénéficier des mesures prévues ci-dessous, les entreprises électro-intensives devront mettre en œuvre un système de management de l'énergie et atteindre des objectifs de performance énergétique définis par la réglementation.

3.2.1. Fiscalité

CSPE / TICFE

Les électro-intensifs bénéficient d'une fiscalité allégée sur l'électricité. Jusqu'à fin 2015, ils pouvaient ainsi bénéficier des plafonnements de contribution au service public de l'électricité (CSPE) qui sont au nombre de trois :

- Un plafonnement de la contribution payée à 628 k€ en 2015 par site de consommation ;
- Un plafonnement par entreprise à 0,5% de la valeur ajoutée pour les entreprises industrielles consommant plus de 7GWh,
- Une exonération sur les 240 premiers gigawattheures produits et autoconsommés.

Dans le cadre de la réforme de la CSPE opérée dans le projet de loi de finances rectificative pour 2015, des taux réduits de taxe ont été mis en place pour les installations hyper électro-intensives et pour les entreprises et installations industrielles grandes consommatrices d'énergie, et notamment pour celles qui sont exposées à un risque de fuite de carbone. En conformité avec le cadre communautaire prévu par la directive 2003/96/CE, ces exonérations conduisent à un niveau de CSPE compris entre 0,5 € / MWh et 7,5 € / MWh, afin de maintenir l'imposition de ces entreprises au plus proche de leur situation précédente. Cela représente un effort accru en faveur des entreprises d'environ 170M€, avec en particulier la suppression du seuil de consommation de 7GWh/an pour bénéficier des exonérations.

Compensation carbone

Comme le Gouvernement s'y était engagé, il a introduit dans le projet de loi de finances pour 2016 un dispositif de « compensation carbone » pour les industriels électro-intensifs exposés à la concurrence internationale.

Cette mesure, prévue par le droit européen et déjà instituée par plusieurs États membres, consiste à verser aux entreprises bénéficiaires une aide d'un montant caractéristique du coût du carbone, lié au système européen d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre, incorporé dans le prix de l'électricité.

La « compensation carbone » poursuit ainsi un triple objectif :

1. réduire le risque de fuite de carbone (par la délocalisation hors de l'Union européenne d'activités industrielles),
2. maintenir l'objectif du système d'échanges de quota carbone de l'Union européenne de réaliser la décarbonation en assurant un bon rapport coût-efficacité, et
3. limiter au minimum les distorsions de concurrence dans le marché intérieur.

Le dispositif proposé cible les entreprises des secteurs ou sous-secteurs comme la production d'aluminium, fabrication de papier et de carton, sidérurgie, métallurgie, chimie de base…) qui sont des secteurs qui présentent à la fois une forte intensité en consommation d'électricité et une forte exposition au commerce international.

L'assiette de l'aide est un montant caractéristique du coût engendré par la répercussion des coûts des quotas sur le prix de l'électricité. L'aide est versée l'année suivant celle au cours de laquelle les coûts sont supportés, en tenant compte notamment de la consommation d'électricité exposée au coût du CO2. Ainsi, en 2016, seront compensés les coûts supportés au cours de l'année 2015, à hauteur de 85 % conformément à la limite communautaire.

L'aide représente pour les bénéficiaires un allègement de l'ordre de 3 €/MWh, soit une économie de l'ordre de 5 à 10 % de leur facture TTC d'électricité. Elle représentera une enveloppe d'environ 93 M€ en 2016. Le financement de ce dispositif sera assuré par le budget de l'Etat, dans le cadre de la réforme de la fiscalité énergie, réalisée en loi de finances rectificative pour 2015.

Les exonérations pour les industries gazo-intensives

Conformément à la directive 2003/96 relative à la taxation des produits énergétiques et au codes des douanes (article 266 quinquies et 265 nonies), plusieurs dispositions bénéficient aux entreprises gazo-intensives :

- Un régime d'exonérations partielles de la taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel (TICGN) bénéficie aux installations de production d'électricité et en particulier les installations de cogénération de chaleur et d'électricité (pour ces dernières, pour la part de gaz servant à produire de l'électricité).
- Des taux réduits par ailleurs s'appliquent aux deux types d'installations ci-dessous :
  - des installations intensives en énergie au sens de la directive européenne de 2003 sur la taxation des produits énergétiques et incluses dans le système d'échange de quotas d'émissions de gaz à effet de serre : le taux applicable en 2016 est de 1,52 €/MWh
  - des installations intensives en énergie au sens de la directive européenne de 2003 sur la taxation des produits énergétiques et exerçant une activité exposée à un risque important de fuite de carbone : le taux applicable en 2016 est de 1,60 €/ MWh ;

Ces mesures doivent être appréciées au regard des usages du gaz, dont certains peuvent justifier

d'une exonération complète de la TICGN (double usage, production de produits minéraux non métalliques,…).

3.2.2. Tarifs de réseau

Electricité

En raison des effets positifs sur la stabilité et l'optimisation du système électrique des sites fortement consommateurs d'électricité ayant une consommation stable et prévisible, la Commission de régulation de l'énergie a décidé en 2014 d'accorder un abattement exceptionnel de 50% de la facture de transport d'électricité jusqu'à fin 2015 pour les utilisateurs électro-intensifs, ayant consommé plus de 10 GWh sur une durée supérieure à 7000h en 2013, ou constituant une entreprise électro-intensive au sens de l'article 238 bis HW du code général des impôts et ayant consommé plus de 500 GWh en 2013.

La loi relative à la transition énergétique a étendu cette première démarche en instaurant un cadre législatif pour l'abattement des tarifs réseau, pouvant allant jusqu'à 90% de la facture de transport d'électricité pour les utilisateurs les plus électro-intensifs raccordés dans le domaine de tension HTB et vérifiant certains critères techniques d'utilisation du réseau afin de tenir compte des effets positifs que ces utilisateurs apportent à la stabilité et à l'optimisation du système électrique. En contrepartie de ces conditions tarifaires favorables, les entreprises et sites électro-intensifs doivent respecter des exigences en matière de performance énergétique.

Le décret n°2016-141 du 11 février 2016 précise les modalités de réduction de tarif d'utilisation du réseau public de transport accordée aux sites fortement consommateurs d'électricité, en fonction de leur statut d'électro-intensifs, du niveau d'énergie soutirée au réseau, de la durée d'utilisation et du taux d'utilisation en heures creuses.

Les réductions du tarif de réseau représenteront environ 140 M€ par an dans les prochaines années.

Le décret précise les exigences en matière de performance énergétique. Une entreprise ou un site est considéré comme mettant en œuvre une politique de performance énergétique s'il vérifie l'ensemble des conditions suivantes :

(i) dans un délai de dix-huit mois, il met en œuvre un système de management de l'énergie ISO 50001 ;

(ii) dans un délai de 5 ans, il atteint un objectif de performance énergétique suivi au moyen d'indicateurs définis comme le rapport entre la consommation d'énergie et une unité de production qu'il définit. Ces indicateurs sont certifiés dans le cadre de la mise en œuvre du système de management de l'énergie susmentionné. Les objectifs sont définis par rapport aux niveaux référents pertinents selon le secteur d'activité ou le procédé de fabrication. Les objectifs de performance énergétique et les moyens envisagés pour les atteindre sont détaillés dans un plan de performance énergétique validé par les DREAL du siège de l'entreprise.

Gaz

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte a instauré une réduction du tarif d'utilisation des réseaux de transport pour les entreprises fortement consommatrices de gaz dont les sites présentent un profil de consommation prévisible et stable ou anticyclique. Cette réduction tiendra compte de l'impact positif de ces profils sur le système gazier.

3.2.3. Approvisionnement en énergie

Tarifs réglementés de vente d'électricité et ARENH

Dans le cadre de l'ouverture des marchés à la concurrence, les clients résidentiels et professionnels ont le choix entre des offres au tarif réglementé de vente, proposées uniquement par EDF et les entreprises locales de distribution et des offres de marché, proposées par tous les fournisseurs d'énergie, y compris les fournisseurs historiques.

La suppression des tarifs réglementés au 31 décembre 2015 pour les consommateurs dont la

puissance de raccordement est supérieure à 36 kVA (tarifs Jaune et Vert) est une nouvelle étape importante de l'ouverture des marchés : les consommateurs concernés doivent opter pour une offre de marché du fournisseur de leur choix.

Pour les consommateurs industriels, l'électricité peut être un facteur de coût majeur. Il existe des offres de marché dont les prix peuvent être sensiblement inférieurs aux tarifs réglementés de vente actuels. La suppression des tarifs réglementés de vente au 31 décembre 2015 se traduit donc le plus souvent par des économies de facture pour les entreprises encore aux tarifs réglementés lorsqu'elles souscrivent à une offre de marché.

Les prix de l'électricité pour les entreprises électro-intensives sont parmi les plus bas d'Europe, notamment dans le contexte actuel où les prix sont très bas sur les marchés de gros. Même si les prix de marché augmentaient à l'avenir, les entreprises continueraient à bénéficier jusqu'en 2025 de prix de l'électricité compétitifs, grâce au dispositif de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH). Cette électricité est fournie dans des conditions économiques équivalentes à celles de l'opérateur historique, ce qui doit permettre à l'ensemble des consommateurs, quel que soit leur fournisseur, de continuer à bénéficier de la compétitivité du parc nucléaire historique. En outre, l'ARENH est un dispositif optionnel qui permet aux fournisseurs alternatifs, pour une part significative de la consommation de leurs clients, de pouvoir choisir de s'approvisionner en ARENH ou sur les marchés de gros. La structure du produit ARENH garantit par ailleurs une visibilité sur l'évolution de son prix.

Hydroélectricité

L'article 116 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit la possibilité de prendre en compte les contrats d'approvisionnement de long terme conclus avec des entreprises fortement consommatrices d'électricité, lors de la fixation de la redevance dans le cadre des renouvellements ou prolongations de concession, de manière à ne pas pénaliser les concessionnaires souhaitant conclure de tels contrats qui apportent aux industriels une visibilité à long terme sur les coûts d'approvisionnement.

Cogénération gaz

Les installations de cogénération de chaleur et d'électricité constituent un atout pour la compétitivité de certaines industries fortement consommatrices de chaleur.

La loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit la possibilité de soutenir les installations de cogénération, par l'attribution d'un complément de rémunération au travers d'appels d'offres, pour les sites consommant de la chaleur en continu et sous réserve de conditions de performances énergétiques.

3.2.4. Valorisation de la flexibilité - Interruptibilité et effacement

Une autre caractéristique de certaines entreprises grandes consommatrices d'électricité ou de gaz est leur capacité à interrompre leur consommation, lorsque le gestionnaire de réseau de transport identifie des difficultés pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande, par exemple lors des pointes de consommation hivernales. Cette capacité dépend des processus industriels, qui ne peuvent pas tous être interrompus. Elle prend pour l'électricité plusieurs formes distinctes selon les mécanismes dans lesquels cette interruption de consommation intervient (interruptibilité, effacements, réserves primaires et secondaires), mais il s'agit à chaque fois de valoriser la capacité de l'industriel à décaler sa consommation électrique vers d'autres périodes moins tendues pour le système électrique.

Au travers de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, le Gouvernement a souhaité étendre la valorisation de la flexibilité électrique des sites industriels, en élargissant le champ et le volume des dispositifs existants. A terme, les consommateurs industriels pourront également valoriser leur flexibilité dans le cadre du mécanisme de capacité.

Pour les entreprises grandes consommatrices de gaz, la loi a également introduit un dispositif d'interruptibilité.

Appels d'offres effacement

Depuis 2012, les industriels ont la possibilité de participer aux appels d'offres « effacement » organisés par RTE, soit en y participant directement, soit en contractualisant avec un agrégateur d'effacement participant à l'appel d'offre.

Une nouvelle procédure d'appel d'offres pour les effacements a été instaurée par la loi relative à la transition énergétique, afin d'atteindre les objectifs qui seront fixés dans la programmation pluriannuelle de l'énergie. Les effacements industriels apporteront une contribution importante dans le cadre de ces appels d'offres.

Les dispositifs d'interruptibilité

La loi du 15 avril 2013 a créé le dispositif dit « d'interruptibilité », qui permet de rémunérer les industriels consommateurs d'électricité capables de diminuer leur puissance appelée avec un préavis très court.

Le volume de ce dispositif a été augmenté une première fois par un arrêté de 2014, à hauteur de 600 MW. Compte tenu de sa contribution à la réduction du risque de défaillance du système électrique, le I de l'article 158 de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, codifié à l'article L. 321-19 du code de l'énergie, a renforcé le dispositif existant en permettant de relever le niveau de la rémunération pour les sites les plus exposés et d'augmenter le volume de l'appel d'offres.

Ce nouveau dispositif, mis en œuvre par l'arrêté du 22 décembre 2015, prévoit en particulier :

- la définition de deux catégories de sites interruptibles, pour lesquelles les exigences techniques et le niveau maximal de la compensation diffèrent (puissance supérieure à 40 MW et activation sous 5 secondes dans le premier cas, puissance entre 25 et 100 MW et activation sous 30 secondes dans le second cas). Ainsi, davantage de petits sites industriels pourront participer au dispositif ;
- une évolution des modalités de contrôle lors de l'activation des sites interruptibles : ceux-ci devront, lors des activations par le gestionnaire du réseau public de transport, s'assurer que leur puissance appelée ne dépasse pas une puissance plafond, qu'ils auront préalablement déclarée ;
- la fixation des plafonds de volumes contractualisables à 1000 MW pour la première catégorie et à 600 MW pour la deuxième catégorie.

Une enveloppe d'au plus 108 millions d'euros sera ainsi distribuée aux sites industriels capables d'adapter leur consommation d'électricité avec un préavis très court pour répondre à un besoin du système électrique et contribuer à assurer la sécurité du réseau.

Pour les entreprises consommatrices de gaz, l'article 158 de la loi de transition énergétique pour la croissance verte prévoit la mise en place d'un dispositif d'interruptibilité rémunérée, dont les modalités seront prochainement fixées par décret.

Valorisation dans le cadre des réserves primaires et secondaires

Enfin, suite à l'expérimentation menée par RTE durant l'été 2014, les industriels peuvent désormais valoriser leur flexibilité dans le cadre des réserves primaires et secondaires (réglage de la fréquence et de la tension du système électrique).

Au total, l'effort réalisé en faveur des entreprises électro-intensives peut être estimé à 1,6 Md€ chaque année à partir de 2016, soit un effort supplémentaire d'environ 400 M€ par rapport à la situation antérieure.

4. Evaluation de l'impact sur les emplois, des besoins de compétences professionnelles dans le domaine de l'énergie et d'adaptation des formations à ces besoins

Documents de référence

- ***CNFPTLV-CNEFOP, « Propositions de priorités nationales de formation liées à la transition écologique et recommandations pour les futurs CPRDFOP », février 2015***
- ***Rapport du groupe Prospective des métiers et qualifications, les métiers en 2020, France Stratégie – DARES, avril 2015***
- ***Conseil économique, social et environnemental, L'emploi dans la transition écologique, juin 2015***
- ***Ministère de l'environnement, de l'énergie et de la mer « La France mobilisée sur les compétences professionnelles de la transition écologique », Le point sur, n° 216, décembre 2015, Commissariat Général au Développement Durable***
- ***Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie, « Transition écologique et énergétique : accompagner les transitions professionnelles », Le point sur, n° 227, avril 2016, Commissariat Général au Développement Durable***
- ***Rapport sur l'environnement en France, « L'évolution des métiers et des compétences », octobre 2014.***

La transition énergétique est porteuse d'enjeux essentiels en termes de développement économique, de compétitivité et d'emploi. Elle peut faire émerger de nouveaux marchés, mais est également susceptible de modifier assez radicalement les modèles économiques de plusieurs industries et activités de service dans le secteur de l'énergie. Elle requiert déjà et requerra demain plus encore des compétences spécifiques pour les dirigeants comme pour les salariés.

La transition énergétique va notablement modifier le paysage des compétences professionnelles dans le secteur de l'énergie. Ces nouveaux besoins appellent des stratégies d'adaptation alliant une anticipation structurée à la sécurisation des parcours professionnels des actifs. Dans cet objectif, il s'agira de pouvoir repérer ces changements, de les accompagner dans le temps et de disposer d'une gouvernance adaptée sur les enjeux essentiels.

Cette démarche devra prendre en compte un certain nombre de facteurs dus à la maturité des technologies et du marché, ainsi qu'à la nécessité d'avoir une vision de filière et non de branche, afin d'évaluer au mieux les besoins prévisionnels en emplois et en compétences.

Dans ce cadre ainsi tracé, l'action institutionnelle sur l'emploi et les compétences devrait s'articuler autour de trois priorités.

4.1. Les effets sur l'emploi du scénario de référence

L'écart d'emplois entre le scénario de référence et le scénario tendanciel est d'environ +280 000 emplois en 2030. Le taux de chômage baisse d'environ 1,3 point en pourcentage de la population active.

Les créations d'emplois directes et indirectes dans les secteurs bénéficiaires de la transition énergétique (énergies renouvelables, transport collectif, BTP) compensent largement les pertes dans les secteurs en décroissance (nucléaire, thermique à flamme, production et distribution de combustibles fossiles, industrie automobile).

La réduction du chômage exerce un effet d'entraînement durable sur l'activité, si bien que le nombre d'emplois induits est conséquent notamment dans le secteur des autres industries et le tertiaire.

En définitive, le scénario PPE de référence générerait 283 000 créations d'emplois supplémentaires en 2030 par rapport au scénario tendanciel.

	2030
Centrales nucléaires	-15
Automobile	-5
Autres	17
Combustibles fossiles	-8
Centrales fossiles	0
Chaleur renouvelable	3
Biocarburants	7
Agroalimentaire et agricul	10
Transport	51
Electricité renouvelable	16
Construction	32
Services	176
total	283

Figure 13. Créations et pertes d'emplois par secteur en 2030, dans le scénario de référence (en milliers d'équivalents temps plein)

Les emplois sont affectés aux divers secteurs selon les règles en vigueur dans la comptabilité nationale :

- les emplois liés à l'exploitation de l'équipement sont affectés au secteur concerné (maintenance des éoliennes, production d'électricité éolienne) ;
- les emplois liés à l'investissement (FBCF, formation brut de capital fixe, comme la construction de l'éolienne) sont imputés aux fabricants du bien d'équipement ;
- les emplois liés à l'installation des équipements sont affectés aux secteurs qui en ont la charge, s'ils sont sous-traités, (par exemple, si la réalisation des réseaux de chaleur ou l'installation de panneaux photovoltaïques est effectuée par le secteur du BTP, ses effectifs augmenteront),cf. encadré ci-dessous.

Comptabilisation des emplois dans le modèle ThreeME

Les emplois sont affectés aux divers secteurs selon les règles en vigueur dans la comptabilité nationale.

Ainsi, les emplois liés à l'exploitation de l'équipement sont affectés au secteur concerné. (maintenance des éoliennes, production d'électricité éolienne).

Les emplois liés à l'investissement (FBCF, formation brut de capital fixe, comme la construction de l'éolienne) sont imputés aux fabricants du bien d'équipement.
En comptabilité nationale (dans le Tableau des Entrées et Sorties 2006) seuls les secteurs : agricole (en l'occurrence la sylviculture), automobile, autres industries (la métallurgie, fabrication de biens d'équipements, etc.), bâtiment-travaux publics et services marchands satisfont les besoins de FBCF des autres secteurs. L'emploi induit par les investissements d'une branche va donc dépendre de leurs montants et de l'intensité en emploi de son fournisseur. Les contenus en emplois des branches sont donnés de l'INSEE. Nous n'avons formulé aucune hypothèse sur ce point.

Pour l'installation, le traitement est différencié selon les secteurs :

- si le fournisseur installe lui-même l'équipement au profit de l'exploitant (ex : la branche métallurgie fabrique, livre et installe une turbine pour la branche énergie), les emplois liés à l'installation seront imputés au fabricant de bien d'équipement et non à la branche énergie, car en comptabilité l'exploitant inscrit la totalité de la dépense (frais d'installation inclus) dans ses dépenses d'investissement (son poste FBCF). Ceci explique pourquoi il y a très peu d'emplois dans les réseaux de chaleur, ces emplois se retrouvant en fait dans le BTP.

- En revanche, si la branche installe elle-même les équipements, alors les emplois lui seront imputés car l'opération sera inscrite comme une dépense salariale interne. Elle est donc comptabilisée comme une dépense de maintenance et d'exploitation. (c'est l'une des raisons pour lesquelles, en comptabilité nationale, la FBCF de la branche électricité est très faible en 2006.) Les créations d'emplois liés à l'augmentation du nombre d'installations vont donc dépendre de l'intensité en emplois de l'exploitant (et des gains de productivité du travail).

- Pour les énergies renouvelables électriques, pour plus de clarté, les dépenses d'installation sont inscrites en dépenses de maintenance plutôt qu'en dépenses d'investissement. Ainsi tous les emplois liés à l'installation (panneaux PV et éolienne) sont affectés aux sous-secteurs énergétiques (autrement dit pour ThreeME, un installateur de panneaux photovoltaïques n'est pas un couvreur zingueur, l'emploi est comptabilisé dans la branche énergie et non plus dans le bâtiment). Nous avons réduit le montant initial des investissements des secteurs ENR en conséquence, de sorte que l'emploi induit chez les fabricants d'équipement n'augmente pas en parallèle. Il n'y a donc pas de double compte.

Pour les frais de raccordement, de distribution et de réseau dans la branche électricité,

- les emplois liés au raccordement des nouvelles installations au réseau sont affectés au sous-secteur bénéficiaire (exemple : le raccordement d'un panneau solaire au réseau est un coût pour le sous- secteur solaire, et les emplois correspondants lui sont affectés) ;

- les emplois liés à l'entretien du réseau sont ventilés entre les différents sous-secteurs au prorata de la part de leur production dans celle de la branche ;

- pour l'électricité, les marges commerciales (et les emplois liés à la distribution) sont ventilées entre les différents sous-secteurs au prorata de la part de leur production dans celle de la branche.

Pour les frais de distribution et de réseau pour la chaleur, les combustibles gazeux et les produits pétroliers, lorsque la distribution est assurée par le secteur transport de marchandises et la branche commerce (ex des stations-services des grandes surfaces commerciales), les emplois liés à la distribution sont comptabilisés dans ces secteurs. La ventilation est donnée par la comptabilité nationale.

En synthèse :
- Les emplois liés à la fabrication des biens d'équipements ne sont pas comptabilisés dans la branche énergie ;
- Les emplois liés à l'installation des biens d'équipements ne sont pas comptabilisés dans la branche énergie sauf si elle procède elle-même à l'installation ;
- Les emplois liés aux frais de distribution et d'entretien du réseau assurés par des prestataires extérieurs ne sont pas comptabilisés dans la branche énergie.

La part des actifs occupés en pourcentage de la population active augmenterait donc de 1,3 point. La baisse du taux de chômage serait durable, comme le montre le graphique ci-dessous.

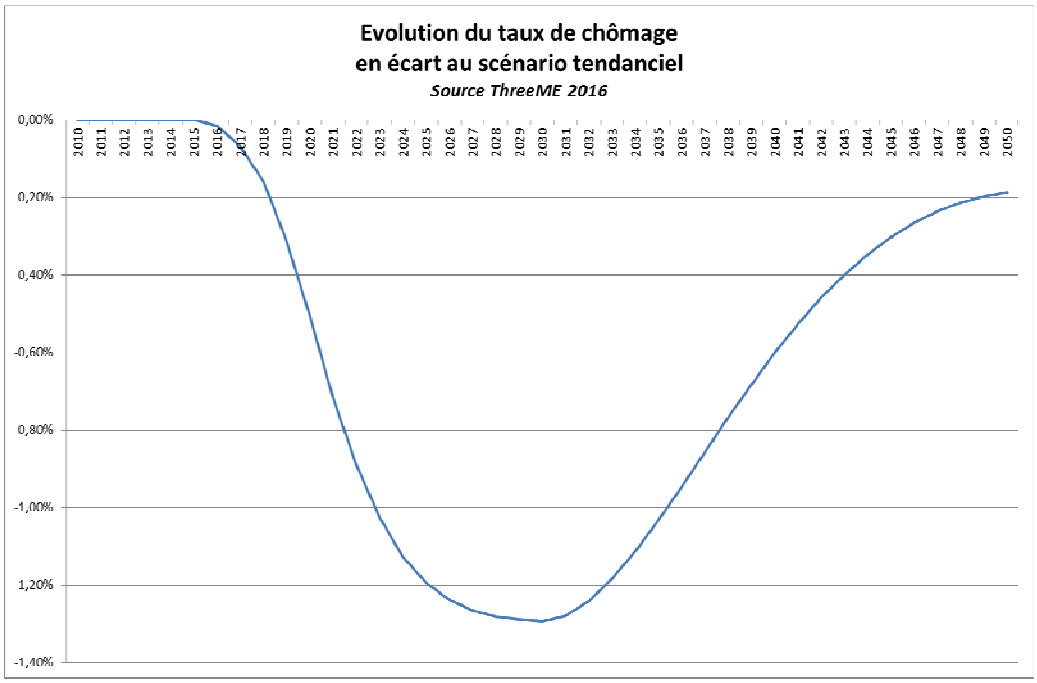


Figure 14. Evolution du taux de chômage en écart au scénario tendanciel. Scénario de référence.

La structure du marché du travail sera donc modifiée mais dans des proportions relativement modestes. Il faudra notamment organiser la reconversion des salariés en poste dans les secteurs impactés négativement. Cependant, cette reconversion devrait s'opérer progressivement sur une durée longue de près de 15 ans et dans un marché en relative expansion, où les créations de postes excéderont très largement les pertes.

PPE et emplois sectoriels – Quelques exemples

Selon les résultats de l'étude ADEME « Marchés et emplois liés à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables : Situation 2013-2014 et perspectives à court terme », le nombre d'emplois (mesurés en ETP annuels) s'élevait en 2014 à 215 000 pour les activités d'amélioration de l'efficacité énergétique et à 77 000 pour les activités liées aux énergies renouvelables[2]. L'évolution moyenne des emplois de la maîtrise de l'énergie et des énergies renouvelables se présente comme suit :

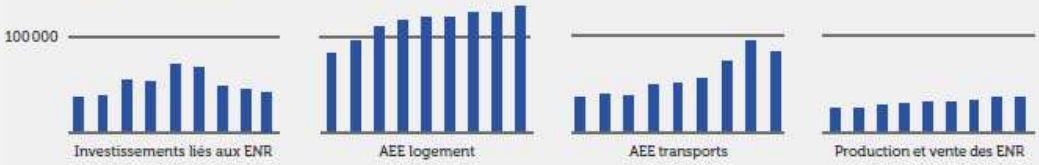
[2] Ademe et vous, La lettre stratégie n°48, juin 2016.

ÉVOLUTION DES EMPLOIS LIÉS À L'EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE ET AU DÉVELOPPEMENT DES ENR

Source : In Numeri pour l'ADEME

Taux de croissance annuel moyen	Investissements liés aux ENR	AEE* logement	AEE* transports	Production et vente des ENR
2006-2013	+3 %	+6 %	+14 %	+6 %
2013-2014	-3 %	+5 %	-11 %	+1 %

AEE* : amélioration de l'efficacité énergétique



Solaire photovoltaïque

D'après les résultats de l'étude Filière Photovoltaïque Française : « Bilan, Perspectives et Stratégie » du BIPS, environ 17 000 emplois sont liés à l'activité photovoltaïque en France en 2014. Les emplois indirects ou induits représentent la moitié du total : a) les emplois directs sont estimés à 8 400 ; b) les emplois indirects sont estimés à 5 200 ; c) les emplois induits sont estimés à 3 200. Sur la base des données 2013 dans l'étude « Marchés et emplois », l'Ademe estime le ratio ETP investissement par MW de l'ordre environ de 16 auquel il convient d'y ajouter les emplois liés à la maintenance et l'exploitation ainsi qu'aux études.

Eolien

La filière éolienne comptait en 2014, 12 520 emplois directs en équivalents temps plein avec 2 420 emploi pour la maintenance et l'exploitation et 10 100 pour les équipements (source FEE – Bearing point). 2500 emplois ont été créés de 2013 à 2014, dynamisés par la reprise des investissements dont le volume s'élève à plus de 1 000 MW par an. Sur la base des données chiffrées de 2014, l'Ademe estime le ratio ETP investissement /MW à environ 7,14. Il convient d'y ajouter les emplois liés à la maintenance et l'exploitation ainsi qu'aux études. La montée en puissance des sites devrait permettre d'accélérer le rythme des créations d'emplois.

Industrie nucléaire et compétences

Le programme industriel « Grand carénage » et le remplacement des départs à la retraite seraient source d'environ 10 000 emplois par an jusqu'en 2020 dans le secteur nucléaire. La filière Nucléaire couvre un ensemble de métiers très diversifiés (de la chimie à la robinetterie, de la neutronique au génie civil, etc.). Elle fait donc souvent appel aux mêmes compétences que plusieurs autres filières industrielles comme l'automobile, l'aéronautique, le naval, etc.

Filière biomasse

Concernant la filière biomasse, le Fonds chaleur a permis d'engendrer une activité économique importante avec un chiffre d'affaires annuel de 524 millions d'euros, et la création de 6.000 emplois liés à l'exploitation et l'approvisionnement des installations. Par ailleurs, la construction et l'installation des équipements financés génèrent près de 1.750 emplois par an pendant six ans. Ces emplois sont à 90% situés en France.

4.2. L'évaluation des besoins de compétences professionnelles dans le domaine de l'énergie et d'adaptation des formations à ces besoins

4.2.1. Clarifier et promouvoir le rôle des acteurs, notamment au niveau territorial

Il convient en effet de préciser le rôle de chaque acteur, institutionnel, collectivité, entreprise, partenaires sociaux et salarié. La qualité de la mobilisation des acteurs est un facteur clef de la réussite d'une démarche de gestion des transitions professionnelles telle qu'abordée ici.

Il conviendra de clarifier le rôle institutionnel et opérationnel de chacun des acteurs, notamment afin de favoriser une synergie des politiques de l'emploi et de développement économique portés par les différentes parties prenantes au sein des territoires.

Il s'agira de :

- mobiliser les parties prenantes au travers d'une vision prospective élaborée en commun ;

- clarifier les attributions de chaque acteur et identifier ou créer une instance regroupant des représentants de toutes les parties prenantes. Le CNEFOP (Conseil National de l'Emploi, de la Formation et de l'Orientation Professionnelle) et les CREFOP (Comité Régional de l'Emploi, de la Formation et de l'Orientation Professionnelle) seront les lieux privilégiés de l'établissement d'un premier dialogue, mais non suffisants en raison de leur représentativité partielle des parties prenantes ;

- favoriser et multiplier les lieux et les occasions de rencontres et d'échanges entre les acteurs de façon à créer et entretenir une dynamique collective en faveur du changement.

- faire bénéficier les professionnels, dans leur parcours professionnel, des compétences et connaissances développées par les activités de recherche et d'innovation.

4.2.2. Développer une vision commune des enjeux de la transition énergétique

La plupart des analyses déjà menées concluent que la transition énergétique ne va pas créer de nouveaux métiers mais contribue à faire évoluer, quelques fois de manière très importante, les métiers actuels, ce qui implique l'adaptation des compétences existantes ou l'acquisition de nouvelles.

Des études d'impact complémentaires seront à mener à l'échelle des branches, mais aussi des filières, et des territoires afin de mesurer ces évolutions. Elles devront permettre à l'ensemble des partenaires d'anticiper les mutations en cours et à élaborer une vision commune.

Ces études devront permettre d'identifier l'impact des principaux éléments de changement, dont :

⇨ l'évolution des compétences :

- l'évolution rapide des technologies devra inciter à une anticipation de type veille continue ;
- l'importance de l'intégration du numérique, notamment pour les énergies renouvelables (ENR), mais aussi pour les réseaux de stockage de l'énergie ou les pilotages de consommations.

⇨ l'évolution du marché du travail :

- les mutations démographiques (arrivée en fin de carrière des générations du « baby-boom »,) et les questions de pyramides des âges (dans les filières de la production d'énergie et IEG). Pour accompagner ce changement, il est nécessaire de structurer les projets de formation tout au long de la vie et la transmission de connaissances intergénérationnelles ;
- les filières en développement et celles qui seront en baisse d'activité, une réflexion sur les transitions professionnelles devra être menée.

Par ailleurs, il est nécessaire de s'accorder sur un repérage dans le temps et dans les territoires puisque :

- ⇨ certains besoins seront à très court terme, quand d'autres se situent dans un horizon de temps longs ;
- ⇨ dans les territoires, il faut distinguer les lieux opérationnels -le local / régional (par exemple, pour l'acceptabilité des mobilités et les dynamiques coopératives entre entreprises)- et les lieux de coordination.

Un partage de la vision commune ainsi définie et des programmes d'action concernant notamment la formation, est à encourager au sein des instances de dialogue et de négociation réunissant les parties prenantes des politiques de l'emploi et de la formation, mais aussi du développement économique et de l'environnement, aussi bien au niveau national que territorial.

4.2.3. Anticiper et accompagner les mutations économiques et la sécurisation des transitions professionnelles des salariés

Dans les branches professionnelles, sur les territoires et sur les sites industriels, il conviendra d'identifier les impacts sociaux liés à la transition énergétique afin de définir les mesures d'accompagnement en matière d'emploi et de transition professionnelle.

A cet effet, ainsi que prévu dans la loi transition énergétique pour la croissance verte, l'État élaborera « *en concertation avec les organisations syndicales de salariés, les organisations représentatives des employeurs et les collectivités territoriales, un plan de programmation de l'emploi et des compétences tenant compte des orientations fixées par la programmation pluriannuelle de l'énergie prévue au chapitre Ier du titre IV du livre Ier du code de l'énergie* ».

Ce plan indiquera « *les besoins d'évolution en matière d'emploi et de compétences sur les territoires et dans les secteurs professionnels au regard de la transition écologique et énergétique. Il incite l'ensemble des acteurs au niveau régional à mesurer et à structurer l'anticipation des évolutions sur l'emploi et les compétences induites par la mise en œuvre des schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie et des plans climat-air-énergie territoriaux. »*

Ce plan de programmation devra permettre aux parties prenantes de mesurer les objectifs qu'elles auront à atteindre.

Il comportera notamment des évaluations en terme de besoin d'adaptation des formations aux besoins de compétence dans le domaine de l'énergie.

<u>Les engagements déclinés dans la feuille de route de la conférence sociale 2015</u> prévoient que la mise en œuvre du plan de programmation sera liée aux missions du CNEFOP : *« A cette fin et dans la continuité de ses travaux rendus en février 2015, le CNEFOP sera chargé d'établir les besoins en emploi et compétences en commanditant et en coordonnant des études d'impact à l'échelle des branches et des territoires, permettant à l'ensemble des partenaires d'anticiper les mutations en cours et à venir.»*

4.2.4. Annexe : présentation du kit « transitions professionnelles »

Dans une perspective d'anticipation et de facilitation des dynamiques de reconversions industrielles, de soutien à l'emploi et de sécurisation des parcours professionnels, le ministère de l'environnement et le ministère du travail se sont associés pour construire un outil à l'attention des acteurs en charge des politiques d'accompagnement du changement dans les territoires (acteurs institutionnels, branches professionnelles, partenaires sociaux, entreprises, etc.). L'objectif est de leur apporter un outil méthodologique adapté qui leur permettra de mettre en évidence des opportunités de reconversion sur la base de viviers de compétences transférables. Présenté sous forme de kit construit en 4 modules indépendants, cet outil s'appuie sur une expérimentation qui s'est achevée en 2015 dans trois territoires pilotes et fournit ainsi des préconisations issues d'expériences concrètes.

Initié à la suite de la conférence environnementale de 2013, ce projet s'est concrétisé début 2015 sous la forme d'un kit d'accompagnement, conçu pour être modulaire, mis à disposition des acteurs locaux qui décident de la pertinence pour eux à s'en emparer en fonction de leur problématique particulière. L'importance de ce kit a été réaffirmée en octobre 2015 lors de la conférence sociale pour l'emploi. Il a fait l'objet d'une diffusion en septembre 2016 (http://travail-emploi.gouv.fr/emploi/developpement-de-l-emploi/developpement-de-l-emploi-et-des-competences/accompagnement-transition-ecologique-energetique)

Les expérimentations menées ont mis en évidence que tous les territoires sont confrontés au besoin d'adapter les ressources disponibles aux besoins des entreprises et que la transition énergétique et écologique introduit une nouvelle perspective à cette problématique (voir encadré). La démarche ne concerne donc pas que les territoires fortement industriels ayant des problématiques de reconversion et développant de grands projets de l'économie verte comme l'installation de parcs éoliens en mer. En effet, le déclin de l'emploi industriel ne se fait pas de manière rapide et massive, sauf dans quelques bassins d'emploi et, parallèlement, l'émergence des filières ou activités de l'économie verte est souvent diffuse.

Présentation des territoires "pilotes" de l'expérimentation

Chacun d'eux a un tissu fortement industriel, mais des problématiques de reconversion différenciées.

- La zone d'emploi du Havre : avec 28 000 emplois industriels en 2012, soit 21 % de l'emploi total, le territoire est marqué par son histoire industrielle et la présence d'activités traditionnelles, dont une partie connaît des reconversions importantes (notamment pétrochimie et industrie automobile).
- Le bassin de l'étang de Berre est également très industrialisé (26 % de l'emploi) avec la présence de nombreux grands établissements. Ses effectifs industriels diminuent, avec des évolutions marquées selon les secteurs :
  - o Construction aéronautique qui se porte plutôt bien (Eurocopter, Dassault) ;
  - o Métallurgie et pétrochimie qui tendent à perdre des emplois.
- La zone d'emploi de Molsheim présente un très fort caractère industriel (40 % de ses emplois), avec une industrie diversifiée, plutôt composée de PME, mais dont les effectifs diminuent (part importante des emplois dans les secteurs métallurgie et automobile plus impactés par les mutations).

Des perspectives très différentes entre ces territoires en matière de transition écologique.

- Pour le premier, un grand projet industriel d'énergie marine renouvelable (EMR) avec l'implantation au large de Fécamp d'un parc d'éoliennes en mer et sur le territoire havrais d'établissements structurants pour cette nouvelle filière qui devrait générer un potentiel d'emploi important.
- Des activités vertes déjà présentes sur le territoire (traitement des déchets) et la volonté de mutation et de verdissement fort des activités industrielles sur l'étang de Berre, telles que la dépollution des sols, le démantèlement de navires, économie circulaire et écologie industrielle, la chimie biosourcée, l'éolien flottant...
- Pas de grand projet ni de filière verte importante pour le territoire de Molsheim malgré le fort soutien de la région Alsace pour le verdissement de l'économie. Un verdissement diffus, difficile à identifier, à caractériser et à quantifier, comme dans la majorité des territoires métropolitains.

Pour guider la mise en oeuvre d'un parcours de transition, 6 principes ont été identifiés, à partir des principaux enseignements tirés des trois expérimentations territoriales. Ils répondent à des besoins exprimés et/ou fortement ressentis par les acteurs. Ils ont été à des degrés divers, testés et éprouvés en situation.

Les 6 principes d'organisation des parcours :

1. Enclencher une dynamique de projet autour des filières des métiers de l'économie verte
2. Donner du rythme et de la continuité au parcours individuel
3. Travailler sur la qualité de la rencontre entre l'offre et la demande d'emploi
4. Privilégier les collectifs
5. Négocier une ingénierie de formation sur-mesure
6. Coordonner les activités et les intervenants

Les acteurs pourront s'appuyer sur tout ou partie des modules qui constituent la démarche méthodologique globale décrite dans le kit, en fonction des caractéristiques du territoire, de la volonté des acteurs locaux, du niveau d'avancement de la réflexion. Celui-ci est organisé en 4 parties (schéma

1) qui se complètent mais qui peuvent fonctionner de manière autonome. Par exemple, une démarche qui aurait déjà été lancée avec une gouvernance mise en place et un outil logiciel d'identification des passerelles possibles entre métiers, peut choisir de s'appuyer sur les modules 2 et 4 uniquement. Chacune d'elles aborde une dimension particulière de la gestion des transitions. En fonction des problématiques locales les acteurs pourront choisir de ne travailler que sur quelques points spécifiques ou sur l'ensemble du kit.

Schéma 1 : Les quatre modules du kit « transitions professionnelles »

La qualité de la gouvernance et la mobilisation des acteurs sont des facteurs clefs de la réussite de la démarche de gestion des transitions professionnelles qui précède la phase d'accompagnement personnalisée autre élément clef de réussite. Un projet devient peu à peu une dynamique territoriale structurée lorsque les acteurs concernés partagent les orientations proposées et s'impliquent dans un plan d'action. La mobilisation individuelle des salariés ou demandeurs d'emploi est essentielle pour la réussite de la démarche collective territoriale. Le parcours de transition doit se concentrer sur la recherche et la valorisation des points forts et du potentiel de la personne.

Le kit répertorie quelques outils déjà existants, efficaces et disponibles, qui pourront être utilisés par des acteurs institutionnels, mais également par les intéressés eux-mêmes, pour faciliter la définition et la sécurisation d'un parcours de transition. Cela comprend :

- ⇨ Les outils numériques, comme « Mon métier de demain » (http://www.monmetierdedemain.com/) et « Transférence » http://www.fondation-jae.org/transference_presentation.php), qui permettent d'identifier les possibilités de passage d'un métier à un autre en entrant son domaine d'activité, son métier d'origine, ses compétences et ses qualifications ;
- ⇨ Les outils de politique publique, qui permettent de créer des sas juridiques d'insertion et de transition :
  - le passeport orientation formation (http://www.pole-emploi.fr/candidat/le-passeport-orientation-formation-@/suarticle.jspz?id=73383), qui permet d'effectuer un bilan de compétences prenant en compte l'ensemble du parcours professionnel ou extra professionnel. Il peut constituer l'outil de base pour une ingénierie à la carte afin d'accéder à un métier verdissant ;
  - les contrats uniques d'insertion qui peuvent être mobilisés le cas échéant pour les personnes les plus éloignées de l'emploi. Ils permettent en effet de construire des parcours d'insertion par des mises en situation opérationnelles.

Toutefois, bien que ces outils soient indispensables, ils ne sont pas suffisants et un accompagnement personnalisé par des organismes spécialisés permet d'augmenter les chances de réussite. Cet accompagnement est important pour prendre en compte les facteurs personnels liés au salarié.

5. Enveloppe maximale des ressources publiques consacrée à l'atteinte des objectifs quantitatifs de la PPE

L'article 176 de la loi relative à la transition énergétique dispose que l'Etat doit définir l'enveloppe maximale indicative des ressources publiques de l'État et de ses établissements publics mobilisées pour atteindre les objectifs quantitatifs de la PPE. Cette enveloppe recouvre les principaux dispositifs dédiés aux objectifs de la PPE en matière d'énergies renouvelables comme par exemple les charges pour service public de l'électricité ou le fonds chaleur, et en matière d'efficacité énergétique comme par exemple le crédit d'impôt transition énergétique, les aides de l'ANAH.

Dans la mesure où il s'agit d'une enveloppe maximale, une estimation haute est présentée dans les paragraphes suivants, en retenant les objectifs les plus ambitieux pour chacun des dispositifs.

L'ensemble des dispositifs considérés dans le présent chapitre conduit à évaluer l'enveloppe maximale indicative figurant dans le tableau ci-dessous, qui correspond environ à un doublement des ressources publiques employées en moyenne 2016-2023 pour atteindre les objectifs de la PPE, par rapport aux dépenses recensées pour 2015.

Objectifs	Valeur 2015	Valeur estimée en moyenne annuelle sur la période 2016-2023
Soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération	5,3 milliards	9,2 milliards
Soutien aux économies d'énergie, dont la rénovation énergétique des logements	2,337 milliard	4,753 milliard
Soutien aux véhicules propres	242 M€	De l'ordre de 750 à 850 M€

Tableau 1. Tableau récapitulatif des montants de dépenses publiques associées à l'atteinte des objectifs quantitatifs de la PPE

Dans cette estimation, ni les recettes fiscales supplémentaires générées par un surcroît d'activité, par exemple lié au développement des énergies renouvelables et aux actions d'efficacité énergétique, ni les moindres recettes fiscales générées par une moindre consommation énergétique ne sont comptabilisées, dans la mesure où elles ne constituent pas des ressources publiques directement mobilisées pour l'atteinte des objectifs de la PPE. En revanche, elles sont prises en compte au travers de l'évaluation macroéconomique.

5.1. Les charges de service public de l'électricité

La mise en œuvre des trajectoires de développement des énergies renouvelables prévues par la PPE se traduit par une augmentation des charges de service public de l'électricité.

Dans un scénario de prix de marché conservateur[3] (« prix bas »), dans lequel les prix de marché resterait durablement dégradés, les charges annuelles totales de soutien à la production d'électricité renouvelable, à la cogénération et aux effacements passeraient ainsi de 4,6 Mds€ au titre de l'année 2015 à 6,6 Mds€ en 2018 et 10,0 Mds€ en 2023 pour le scénario « bas » de développement des ENR, et 10,7 Mds€ en 2023 pour le scénario « haut » de développement des EnR.

[3] Stabilisation à 31,45 €/MWh (euros courants) jusqu'à la fin de la période

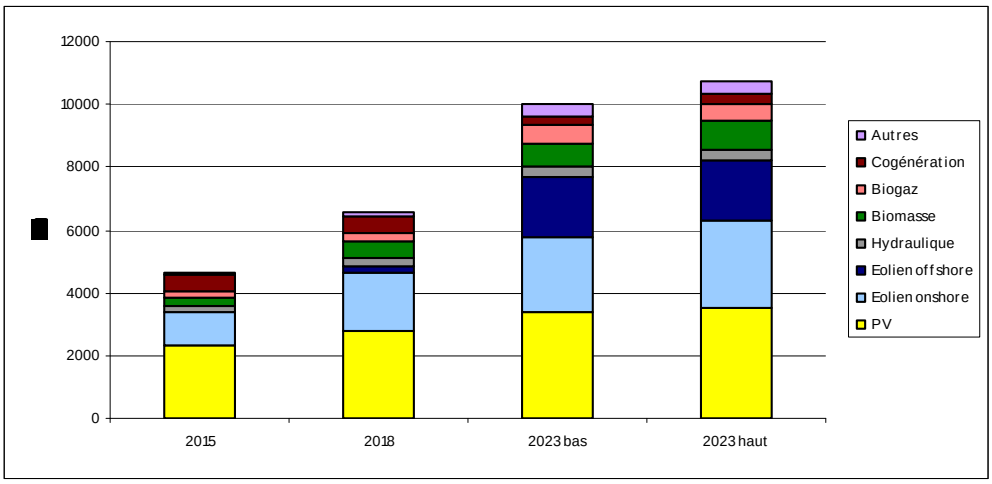


Figure 15. Estimation de l'évolution des charges de service public consacrées au soutien aux énergies renouvelables, à la cogénération et aux effacements

La figure ci-après présente l'évolution des charges de service public correspondant au seul soutien aux énergies renouvelables, en distinguant ce qui résulte des objectifs fixés dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements de l'électricité antérieure à la PPE, des objectifs nouveaux fixés par la PPE pour 2023.

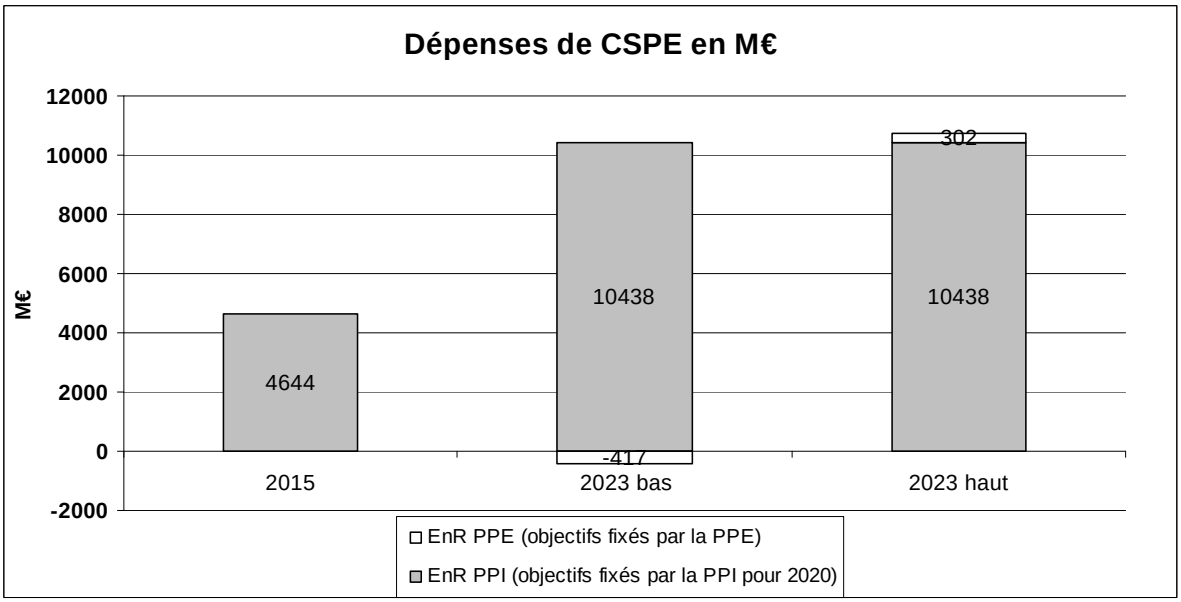


Figure 16. Estimation de l'évolution des charges annuelles de service public liées au soutien des énergies renouvelables

On constate que les charges prévisionnelles de la PPE sont du même ordre de grandeur que celles de la PPI. Cela est dû en particulier aux objectifs très élevés que fixait cette dernière pour l'énergie éolienne en mer et les autres énergies marines (6000 MW).

Les résultats présentés ci-avant s'appuient sur plusieurs hypothèses ayant un fort impact sur le niveau des charges de service public :

- l'évolution des prix de marché : l'exercice de prévision de l'évolution des charges couvertes de service public est très sensible à l'évolution des prix de marché de l'électricité. Or, ceux-ci

sont volatils et il n'existe à l'échéance 2020 aucune référence de marché, les produits dits « à terme » portant sur seulement 3 ans. Le scénario « prix bas » est fondé sur les prix forward dont la dernière valeur est prolongée à un niveau constant jusqu'à 2023.

- la filière photovoltaïque : le soutien à la filière photovoltaïque fait intervenir plusieurs niveaux de tarifs très différents, qui dépendent du type et de la puissance des installations concernées. Les résultats sont donc sensibles à la répartition des volumes installés entre ces différentes catégories et à l'évolution des tarifs, qui dépend fortement des hypothèses de progrès technologique retenues. Les hypothèses retenues sont les suivantes :
  - plus de 50% des nouvelles capacités développées dans le cadre d'appels d'offres >250 kW à partir de 2018 ; le tarif T1 ne représenterait que 10 à 13% des nouvelles capacités ;
  - une diminution de 3% par an des tarifs d'achat à partir de 2016, et de 7% par an du prix des appels d'offres (ce qui conduit par exemple à un prix de 73€ courants en 2023 pour les AO >250 kW). Pour mémoire, un rythme de décroissance moindre (2%/an au lieu de 7%/an) conduirait à un surcoût de 350 M€ par an en 2023.

- Le nombre d'heures de production : les hypothèses relatives au nombre d'heures de production moyen sont respectivement de 2200 heures / an et 1350 heures / an pour les filières éolien terrestre et solaire (chiffre retenu sur la base des projets issus des appels d'offres).

- La sortie d'obligation d'achat, en particulier pour l'éolien terrestre : il est fait l'hypothèse que les capacités en sortie d'obligation d'achat (à l'issue du contrat d'achat de 15 ans) ne bénéficient plus d'un dispositif de soutien.

- les nouvelles filières : les hypothèses de rythme et coût de développement des nouvelles filières (hydroliennes, énergies marines) ont été retenues de manière très normative.

En outre, étant donné que les acheteurs obligés se subrogeront aux producteurs d'électricité renouvelable pour la valorisation des garanties de capacité de ces installations, la mise en place du mécanisme de capacité devrait conduire à réduire les charges annuelles de service public liées au soutien des énergies renouvelables.

La réforme de la Contribution au service public de l'électricité (CSPE)

La Contribution au service public de l'électricité (CSPE) a été créée en 2003 pour financer des missions de service public comme le développement des énergies renouvelables électriques, la péréquation tarifaire avec les zones non-interconnectées, les dispositifs sociaux pour les ménages en situation de précarité, et le soutien à la cogénération. Cette contribution est perçue sur la facture des consommateurs finals d'électricité.

Le Gouvernement a réalisé une réforme d'ensemble de la CSPE dans le projet de loi de finances rectificative pour 2015, entrée en vigueur au 1er janvier 2016.

Les raisons de la réforme sont les suivantes :

- Des montants qui se sont sensiblement accrus depuis l'origine, et nécessitent aujourd'hui un cadre juridique plus robuste et plus transparent ;
- La récente révision des lignes directrices de la Commission européenne en matière d'aides d'Etat, qui impose de revoir les régimes d'exonération existants pour les gros consommateurs ;
- Un déséquilibre croissant entre la fiscalité reposant sur l'électricité et les autres énergies, alors même que l'électricité est, en France, largement décarbonée.

Les principaux éléments de la réforme sont les suivants :

- Les charges de service public de l'électricité, qui font actuellement l'objet d'un traitement extra-budgétaire, sont inscrites au budget de l'Etat.
- La fiscalité sur l'électricité est refondue : la CSPE est devenue une accise à part entière, en

fusionnant avec la taxe intérieure de consommation sur l'électricité (TICFE). La dénomination "TICFE" disparaît au profit de celle de "CSPE".

- A partir de 2017, la fiscalité sur l'électricité sera stabilisée. L'assiette de financement des charges de service public sera très progressivement élargie aux énergies carbonées, dans le cadre de l'augmentation progressive de la fiscalité carbone prévue par la loi relative à la transition énergétique.
- L'objectif est de ne plus faire supporter par le seul consommateur d'électricité (qui est largement décarbonée en France) le coût des charges de service public contribuant à la décarbonation.
- Les régimes d'exonérations applicables aux entreprises électrointensives seront adaptés en conséquence, dans le respect de la directive 2003/96/CE relative à la taxation de l'énergie, tout en s'efforçant de limiter l'impact sur les consommateurs.

Pour tenir compte de l'augmentation des charges de service public de l'électricité, le taux de la CSPE est fixé à 22,5€/MWh en 2016, au lieu de 19,5€/MWh. Cela correspond à l'augmentation prévue dans le cadre du précédent dispositif. A partir de 2017, le taux de la CSPE est stabilisé.

En contrepartie, les autres énergies plus carbonées sont mises à contribution pour couvrir la croissance des charges de service public, notamment sous l'effet du développement des énergies renouvelables.

Ainsi, la composante carbone des taxes intérieures sur la consommation des énergies fossiles augmentera progressivement, conformément aux objectifs fixés par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, pour atteindre 56 €/tCO2 en 2020. Cela représente en 2016 et en 2017 une majoration de l'ordre de 2c€/L du prix des carburants, et de l'ordre de 20€ sur la facture annuelle d'un consommateur chauffé au gaz.

Ces évolutions doivent être mises en perspective avec l'évolution du prix des énergies fossiles au cours des derniers mois : -15c€/L environ depuis 1 an sur les carburants, et une baisse de 100€ sur la facture annuelle d'un consommateur chauffé au gaz.

Pour que cette réforme soit la plus neutre possible pour les consommateurs, et notamment pour les industriels les plus sensibles au prix de l'énergie, le Gouvernement a fait appel aux régimes d'exonération permis par le cadre communautaire et les a notifiés à la Commission européenne.

Par ailleurs, la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte prévoit la création d'un comité de gestion des charges de service public de l'électricité. Ce comité aura notamment pour mission le suivi et l'analyse prospective de l'ensemble des charges de service public de l'électricité et des engagements financiers pris sur la durée.

Avantages de la réforme:

- un contrôle du Parlement renforcé, conformément aux recommandations de la Cour des comptes, et une plus grande transparence des charges;
- un cadre juridique robuste, avec une jurisprudence bien établie : le cadre des accises;
- des régimes d'exonérations dont bénéficient les gros consommateurs conformes au droit communautaire, suite à la publication en 2014 de nouvelles lignes directrices sur les aides d'Etat en matière d'énergie et d'environnement;
- un meilleur partage de l'effort entre l'électricité et les autres énergies, pour éviter que la totalité du coût des missions de service public et de la transition énergétique soit supportée par l'électricité qui, en France, est largement décarbonée.

5.2. L'enveloppe du Fonds chaleur

Le Fonds chaleur a pour vocation de soutenir la production de chaleur à partir de sources renouvelables et de récupération dans les secteurs de l'habitat collectif, du tertiaire, de l'industrie et de l'agriculture. En apportant des aides sous forme de subvention à l'investissement ou au kilowattheure renouvelable produit, voire par un mix des deux, le Fonds chaleur permet de garantir

que le prix de la chaleur d'origine renouvelable produite est inférieur d'environ 5 % à celui obtenu avec des énergies conventionnelles. Le Fonds chaleur est doté de près de 220 M€ par an et sa gestion est confiée à l'ADEME.

Le Fonds chaleur intervient à deux niveaux :

- Sous forme d'appels à projets Biomasse Chaleur Industrie Agriculture Tertiaire (BCIAT). Ces consultations sont nationales, de périodicité annuelle et concernent les installations biomasse de grande taille (production de chaleur supérieure à 1 000 tep/an ; 12 lauréats en 2015) ;
- Sous forme d'aides régionales gérées par les directions régionales de l'ADEME pour les autres filières (géothermie/hydrothermie, solaire thermique, énergies de récupération, réseaux de chaleur), quel que soit le secteur, et pour les installations biomasse ne relevant pas des appels à projets BCIAT. En raison de l'afflux de projets, des mécanismes d'appels à projets régionaux ont été mis en place depuis le début de l'année 2011 deux à trois fois dans l'année. L'instruction des plus gros dossiers, dont l'aide est supérieure à 1,5 M€, est toutefois réalisée au fil de l'eau.

Le Fonds chaleur, géré par l'ADEME, a donné une véritable accélération aux projets de production de chaleur renouvelable. Il a en effet permis, sur la période 2009-2015 la mise en œuvre de plus de 3600 projets pour une production totale d'environ 1,8 Mtep/an (ce qui correspond aux objectifs fixés pour cette période) pour un coût pour la puissance publique performant de 41,8 €/tep. La Cour des comptes, dans son rapport de 2012 sur « la politique publique en faveur du développement des énergies éoliennes, solaire et biomasse », a souligné l'efficience du Fonds chaleur.

Le graphique ci-après rend compte des évolutions possibles des besoins de financements du Fonds chaleur sur la période 2015-2023, pour atteindre les objectifs de la PPE. Les besoins de financement croissent dans un premier temps pour passer par un maximum en 2018 et 2019 de l'ordre de 600 millions d'euros puis décroissent jusqu'en 2023.

Le calcul a été réalisé en tenant compte pour chaque filière des objectifs fixés aux horizons 2018 et 2023 et du coût moyen en €/tep de chaque filière pour le Fonds chaleur.

A l'instar de l'évaluation des charges de service public de l'électricité, les besoins estimés sont sensibles aux hypothèses retenues. Ainsi, dans le présent calcul, le montant du Fonds chaleur est calculé de façon à assurer une baisse de 5% du prix de la chaleur pour le client final par rapport au coût d'une solution fossile, ce qui est dépendant de l'évolution des prix des énergies fossiles au cours de la PPE[4].

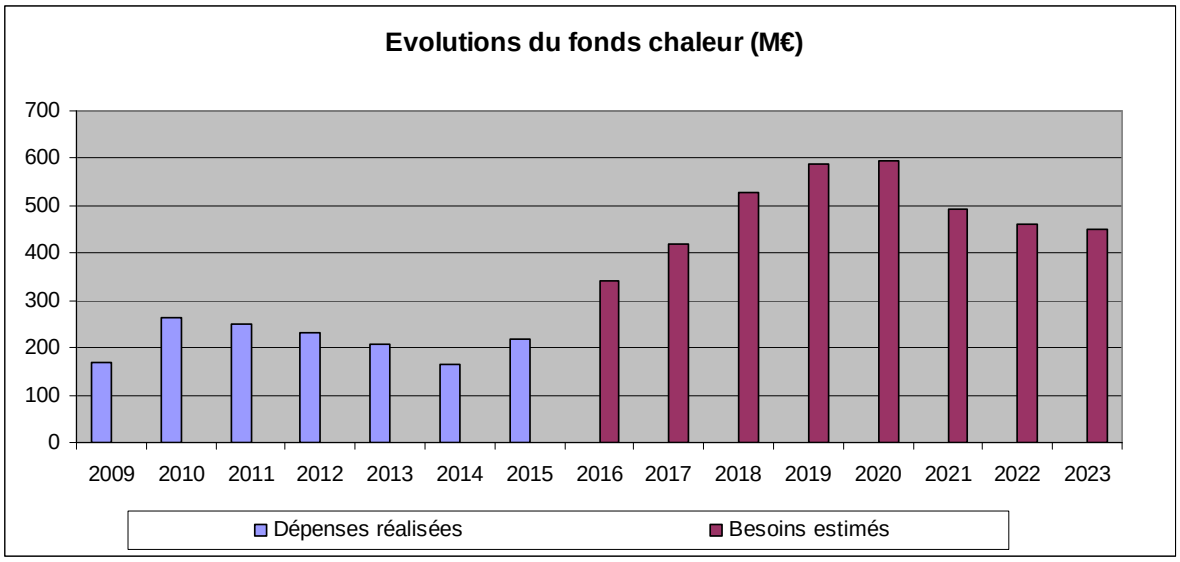


Figure 17. Enveloppe annuelle maximale du Fonds chaleur jusqu'à 2023

[4] Cette enveloppe n'inclut pas celle du fonds déchet qui finance les projets de méthanisation avec valorisation du biogaz produit par cogénération et les équipements de traitement spécifique du digestat.

5.3. L'enveloppe relative à la réduction du taux de TVA pour les réseaux de chaleur

Le tableau ci-après rend compte du coût pour les finances publiques du taux de TVA réduit pour les réseaux de chaleur et de froid lorsque le seuil de 50% d'EnR&R est atteint. Cette estimation tient compte des objectifs fixés pour les réseaux aux échéances de la PPE, à savoir une multiplication par deux de la quantité de chaleur et de froid renouvelable et de récupération livrée par les réseaux en 2018 par rapport à 2012 et une multiplication entre 1,4 et 1,7 de la quantité renouvelable et de récupération livrée entre 2018 et 2023.

2015 (année de référence)	2016-2018	2019-2023 (Option basse)	2019-2023 (Option haute)
58	60	70	73

Tableau 2. Coût annuel moyen pour les finances publiques de la TVA à taux réduit (en millions d'euros)

5.4. Les charges de service public générées par l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel

Le dispositif de soutien à l'injection de biométhane dans les réseaux de gaz naturel, mis en place en novembre 2011, prévoit un mécanisme de compensation des charges supportées par les fournisseurs de gaz naturel au titre de leurs achats de biométhane. Les charges imputables à l'achat de biométhane sont compensées à l'aide d'une contribution unitaire s'appliquant à tous les consommateurs finals de manière uniforme et non discriminatoire. Les contributions sont dues par les fournisseurs de gaz naturel.

Les charges compensées correspondent aux surcoûts d'achat du biométhane par rapport au prix du gaz naturel sur le marché de gros du gaz naturel, ainsi qu'aux coûts de gestion induits par la mise en œuvre du dispositif (notamment pour la Caisse des dépôts et consignations (CDC), chargée de la collecte des contributions et du versement des compensations).

Le ministre chargé de l'énergie arrête chaque année pour l'année suivante, sur proposition de la CRE, le montant prévisionnel des charges imputables à l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel, le montant prévisionnel des frais de gestion de la CDC et le montant de la contribution unitaire.

Au titre de 2015, les charges de service public imputables à l'achat de biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel ont été évaluées par la CRE à 7,5 millions d'euros, tandis que les frais de gestion de la CDC ont été évalués à 13 000€. Par conséquent, le ministre chargé de l'énergie a arrêté, le 5 décembre 2013, la contribution unitaire à un niveau de 0,00153 c€/kWh pour 2015. L'impact sur la facture du consommateur est pratiquement nul, de l'ordre de 30 c€ sur un an pour un ménage de quatre personnes en habitat individuel se chauffant au gaz naturel.

S'agissant de l'objectif de 6 - 8 TWh de biométhane injecté en 2023, le montant des dépenses estimé pourrait être de l'ordre de 400 et 600 M€. En supposant un tarif moyen d'achat du biométhane de l'ordre de 85 €/MWh, la compensation s'élèvre à environ 60€/MWh, pour un prix de gros du gaz naturel évalué autour de 25€/MWh. Pour 6TWh, cela conduit à une compensation de l'ordre de 360 M€. Pour tenir compte des incertitudes, notamment sur les prix de marché, une fourchette maximale de 600 M€ est retenue.

5.5. L'enveloppe relative à la part du crédit d'impôt transition énergétique dédiée au soutien des énergies renouvelables et à la maîtrise de la demande d'énergie

En 2015, le montant du CITE est de 930M€ environ avec un montant estimé pour la part des énergies renouvelables à 280 M€ et de 650 M€ pour la part maîtrise de la demande.

L'estimation du montant du CITE pour la partie énergies renouvelables, de l'ordre de 620 M€ par an sur la période, a été réalisée, sur la base des objectifs de la fourchette haute de la PPE pour la chaleur renouvelable. Pour 2016, on constate une augmentation qui correspond aux dépenses de l'année 2015, qui est la première année complète où le montant du crédit d'impôt de 30% s'applique.

La fourchette haute suppose le maintien d'un taux élevé de ventes de pompes à chaleur après 2018, soutenu par un marché dynamique de la construction neuve et de la rénovation et une progression technologique associée, et également des ventes d'appareils indépendants au bois et de chaudières individuelles au bois ainsi que de chauffe-eau solaires plus soutenues.

Plus précisément, seule une partie des ventes annuelles est éligible au CITE : 50 % pour les PAC, 60 % pour les équipements bois et les équipements solaires.

Le prix moyen pris en compte par équipement est le suivant : 10 000 €TTC pour une PAC air-eau, 16 000 €TTC pour une PAC géothermique, 3000 €TTC pour un chauffe-eau thermodynamique, 3000 €TTC pour un appareil indépendant de chauffage au bois (et 7000 €TTC pour une chaudière bois), et 4300 €TTC pour un équipement solaire.

L'estimation du montant du CITE pour la partie maîtrise de l'énergie, de l'ordre d'un peu plus de 1 milliard d'euros par an sur la période, a été réalisée sur la base d'un volume croissant de travaux entre 2014 et 2017, en cohérence avec l'objectif de doublement des logements rénovés entre 2014 et 2017, puis en maintenant un volume de travaux constant jusqu'en 2023 pour la fourchette basse et la fourchette haute. Les estimations tiennent compte du coût constaté par l'administration pour l'année 2014 sur les travaux réalisés par les ménages en 2013. A titre d'exemple, le coût 2014 des 112 000 chaudières à condensation éligibles représente 49 M€ sur la base d'un taux CITE à 10 %, ou à 18 % en cas de majoration pour bouquet de travaux. L'hypothèse retenue en 2017 est l'atteinte d'un doublement du volume éligible, soit 210 000 chaudières éligibles pour un coût de 230 M€ sur la base d'un taux CITE de 30 %. Le coût unitaire pris en compte correspond au coût moyen déclaré soit un peu plus de 3600 €.
L'hypothèse retenue est celle d'un CITE maintenu au taux de 30% sur toute la période de la PPE, sans bouquet de travaux. Toute modification de ce paramètre influerait nécessairement le montant du CITE calculé.

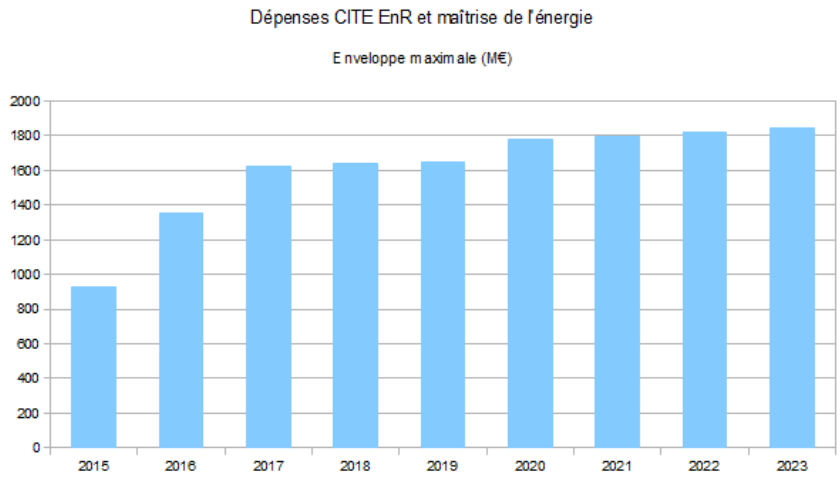


Figure 18. Enveloppe maximale annuelle des dépenses de développement des EnR et de maîtrise de la demande en énergie imputées sur le crédit d'impôt transition énergétique jusqu'en 2023

L'estimation présentée ici des dépenses liées au CITE est brute. Elle ne tient pas compte du retour de recettes fiscales générées par l'activité économique. L'estimation des effets en retour est traitée dans la partie de l'évaluation macroéconomique.

5.6. Eco-prêt à taux zéro

Mis en place en avril 2009, l'éco-prêt à taux zéro est un prêt sans intérêts et accessible sans conditions de ressources, pour financer un ensemble cohérent de travaux d'amélioration de la performance énergétique d'un logement occupé en tant que résidence principale. Dans le cadre de l'octroi d'un éco-prêt à taux zéro (comme pour le prêt à 0 % puis le prêt à taux zéro plus), l'absence

d'intérêt sur le montant du prêt, ou avance remboursable ne portant pas intérêt, prend la forme d'un crédit d'impôt versé à l'établissement de crédit distributeur du prêt.

La dépense attachée à l'éco-prêt à taux zéro est décalée d'un an par rapport au versement du prêt et étalée sur cinq ans. La dépense indiquée pour une année donnée ne correspond ainsi pas aux prêts émis cette même année. La montée en puissance de la dépense fiscale s'explique par l'étalement sur cinq ans du crédit d'impôt. Malgré les différentes modifications apportées aux aides à la rénovation énergétique pour les orienter vers les rénovations lourdes, les résultats observés en 2012 et 2013 en termes de distribution d'éco-prêts étaient relativement décevants, le dispositif semblant se stabiliser autour d'une distribution en rythme annuel de 35 000 prêts. En réponse à ce constat, le Gouvernement a lancé courant 2013 le plan de rénovation énergétique de l'habitat (PREH), qui consiste notamment en une harmonisation avec le crédit d'impôt développement durable (CIDD) (désormais crédit d'impôt pour la transition énergétique - CITE), autre dispositif majeur d'aide à la rénovation énergétique des logements du parc privé, mais aussi et surtout en une simplification du dispositif.

Le principal frein identifié à la distribution de l'éco-prêt à taux zéro a en effet été levé fin 2014 : les conseillers bancaires, non spécialistes, avaient des difficultés à instruire techniquement les dossiers d'éco-prêt, et notamment à analyser la nature et donc l'éligibilité des travaux facturés. Cette responsabilité a été transférée à compter du 1er janvier 2015 de la banque vers l'entreprise, en favorisant par ailleurs l'émergence d'entreprises spécialisées dans les travaux de rénovation thermique, gage de bonne qualité de ce type de travaux. Ainsi depuis le 1er septembre 2014, les options « bouquet de travaux » et « performance énergétique globale » n'ouvrent droit à l'éco-prêt que si les professionnels réalisant les travaux sont titulaires d'un signe de qualité (principe d' « éco-conditionnalité »). Les modifications du dispositif devraient permettre une accélération du rythme de distribution, liée à la fluidification de l'instruction des dossiers permise par ces évolutions.

Il est proposé de caler le rythme d'évolution du dispositif sur le rythme de croissance du CITE du CITE pour la partie Maîtrise de la demande d'énergie (paragraphe 5.1.6) soit de l'ordre de 3.81% par an.

Le montant en moyenne annuelle sur la période serait dans ce cas d'un peu moins de 92 millions d'euros.

5.7. Taux de TVA réduit à 5,5% pour les travaux d'amélioration de la qualité énergétique des locaux à usage d'habitation achevés depuis plus de deux ans ainsi que sur les travaux induits qui leur sont indissociablement liés

La dépense fiscale associée à ce dispositif s'élevait à 730 millions d'euros en 2014 et est estimée à 1 120 millions en 2015 et en 2016 (Projet de loi de finances 2016, Evaluation des voies et moyens, tome 2 les dépenses fiscales).

L'hypothèse retenue de comptabiliser une partie de cette dépense fiscale reprend celle utilisée dans le cadre du document de politique transversale relatif à la politique climatique[5]. Le taux de TVA est de seulement 5,5 % pour les travaux qui contribuent à l'amélioration des performances énergétiques des bâtiments contre 10 % pour les autres travaux, un taux déjà réduit par rapport au taux nominal de TVA (20%) afin de répondre à des objectifs qui ne relèvent pas de la maitrise des consommations énergétiques et des émissions de gaz à effet de serre associées. On retient un montant correspondant à 31% du total comme dans le cadre du document de politique transversale soit 347,2 millions et ce montant est supposé croître sur le rythme de celui du CITE pour la partie Maîtrise de la demande d'énergie (paragraphe 5.1.6) soit de l'ordre de 3.81% par an. Au total en moyenne annuelle, sur la période 2016-2023, le montant serait de l'ordre d'un peu moins de 400 millions, 397,33 millions d'euros.

[5] Document de politique transversale - Projet de loi de finances pour 2016 - Lutte contre le changement climatique.

5.8. Aides de l'Anah

L'Agence Nationale de l'Habitat (Anah) met notamment en œuvre des travaux d'amélioration de la performance énergétique des logements privés. Le financement de l'Agence nationale pour l'habitat (ANAH) est assuré par des crédits extrabudgétaires, sa principale ressource résultant des mises aux enchères des quotas carbone. Le produit de cette recette affectée à l'ANAH est plafonné à 550 millions d'euros par an en vertu de l'article 43 de la loi de finances pour 2015, après avoir été plafonné dans le cadre de la loi de finances de 2013 à 590 millions. Même si la recette de la mise aux enchères observée au cours des années 2013 et 2014 est plus basse, il est proposé comme il s'agit de l'enveloppe « maximale » de retenir sur la période le montant de 550 millions d'euros par an. Ce montant sera le cas échéant réactualisé lors de la 2ème PPE.

5.9. Eco-prêt logement social

Le principal dispositif incitatif à destination de la rénovation énergétique du parc social est l'écoprêt logement social, prêt à taux bonifié distribué par la Caisse des dépôts et consignations (CDC). On a observé l'évolution suivante depuis 2012 : en 2012, 15 000 logements pour un montant écoPLS de 164 millions €, en 2013 : 34 000 logements pour un montant de 411 millions €, en 2014: 46 300 logements pour un montant de 590 millions €, en 2015: 54 058 logements pour un montant de 683 millions €. En moyenne sur la période, le dispositif par logement est de 12373 € pour un montant maximal d'aide de 16 000€.

Dans le cadre des travaux d'élaboration de la stratégie nationale bas carbone. La trajectoire de rénovation du parc social est la suivante : 60 000 rénovations par an jusqu'en 2020 puis une accélération du rythme de rénovations passant à 340 000 rénovations intermédiaires et performantes. Si on applique la moyenne observée d'aide par logement (12373€) sur la période 2016-2023 avec le rythme de rénovations, le montant moyen par an est d'un peu plus de 2 milliards d'euros.

5.10. Dégrèvements travaux d'économie d'énergie HLM SEM

Cette dépense fiscale intitulée « Dégrèvement égal au quart des dépenses à raison des travaux d'économie d'énergie, sur la cotisation de taxe foncière sur les propriétés bâties pour les organismes HLM et les SEM » a pour objectif d'aider le secteur immobilier public pour travaux d'économies d'énergie et ainsi d'aider à la performance énergétique des bâtiments. Son ordre de grandeur était de 70 millions d'euros en 2014, 100 millions en 2015 et 150 millions en 2016.

Il est proposé de dimensionner l'enveloppe sur la progression de l'éco-pls logement social (dispositif destiné à la rénovation énergétique du parc social - voir supra). Il en résulterait une enveloppe moyenne sur la période de l'ordre de 417 millions d'euros.

5.11. Travaux lourds – mise en conformité et remise en état des bâtiments de l'Etat

La directive « Patrimoine de l'Etat : efficacité énergétique » consiste à rénover les bâtiments de l'Etat qui ne satisfont pas à la réglementation thermique, ce qui a été évalué quantitativement à rénover 3% du parc de l'Etat par année, sur la période 2015-2020. La SNBC dans le cadre de la scénarisation a retenu les surfaces rénovées du parc de l'Etat (Mm2) suivant :

	2016	2017	2018	2019	2020
Surfaces rénovées du parc de l'Etat (Mm2)	1,559	1,514	1,460	1,522	1,563

Tableau 3. Surfaces rénovées du parc immobilier d'ici 2020, en millions de m^2.

La rénovation des bâtiments de l'Etat mobilise plusieurs programmes budgétaires (programme 309 - entretien des bâtiments de l'Etat, Gendarmerie nationale – 152, sécurité civile – 161, justice -166,

etc). Le montant estimé à partir des chiffres figurant dans le document de politique transversale « lutte contre le changement climatique » aboutit pour 2014 à un montant de l'ordre de 97,2 millions d'euros.

En supposant que le coût de la rénovation lourde est de 210€/m2, en moyenne annuelle sur la période 2016-2023, le montant de l'enveloppe pour la rénovation du parc est estimé à un peu moins de 200 millions d'euros.

5.12. Contribution au financement de l'acquisition de véhicules propres

Le programme 791 finance le dispositif d'aides à l'acquisition de véhicules propres (« bonus-malus »). Les montants étaient en autorisations d'engagement de 192,769 millions en 2014, de 214.5 millions en 2015 et de 236 millions prévus au titre de 2016. Ces montants sont couverts par les recettes du malus.

Pour estimer l'enveloppe des ressources consacrées au soutien aux véhicules propres, on reprend la pénétration du parc telle qu'elle est envisagée dans le scénario bas qui représente la pénétration la plus forte. On considère un soutien de 6300€ pour les véhicules électriques et de 1000€ pour les véhicules hybrides rechargeables. Il est supposé que le soutien à mesure du développement de la filière est amené à disparaître au fur et à mesure de l'abaissement des coûts de production des véhicules. On suppose que le soutien s'éteint à l'horizon de 2030 soit une baisse annuelle moyenne de 450€ dans le cas du véhicule électrique et d'un peu plus de 70€ dans le cas de l'hybride rechargeable.

Sur la période 2016-2023, dans le scénario bas, le rythme d'immatriculation est en moyenne annuel de l'ordre de 117 000 véhicules électriques et de l'ordre de 152 000 véhicules hybrides rechargeables. Le soutien total serait de l'ordre de 5,33 milliards d'euros soit en moyenne annuelle de l'ordre de 666 millions d'euros.

Les recettes du malus couvriront ce dispositif de bonus. Par ailleurs, l'estimation ne tient pas compte des recettes fiscales générées par l'activité économique supplémentaire.

5.13. Contribution au retrait des véhicules polluants

Le programme 792 finance le dispositif d'aides au retrait des véhicules polluants (« prime à la conversion »). Les montants étaient en autorisations d'engagement de 0,9 million en 2014, de 28 millions en 2015 et de 60 millions prévus au titre de 2016.

Pour estimer le montant de la dépense publique, on considère les flux de nouveaux véhicules chaque année qui répondent aux conditions d'éligibilité à la prime à la conversion.
Les flux potentiels de véhicules atteignant la limite des 15 ans pour les années suivantes sont les suivants.

2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
732 214	882 194	1 098 036	1 228 968	1 293 459	1 385 094	1 439 550	1 504 628	1 623 292	1 703 342

Tableau 4. Flux annuel de véhicules atteignant la limite des 15 ans pour les années suivantes

Il faut souligner que les lois de survie ne sont pas appliquées à ces flux, donc plus on s'éloigne dans le temps, moins les sorties du parc (casse, ventes à l'étranger...) sont prises en compte, d'où une croissance importante. Avec un parc assez stable, on peut estimer que les flux constatés en 2015 (entre 800 000 et 900 000 véhicules éligibles) sont reproductibles chaque année. Le dispositif de prime à la casse précédent estimait à 3% le nombre de véhicules de 10 à 20 ans qui aurait pu être détruit par le dispositif. Si on applique ce ratio aux flux annuels on aurait entre 20 000 et 50 000 véhicules concernés par an. Les résultats provisoires de l'Agence des services de paiement montrent que 96% des versements de prime à la conversion ou superbonus concernent les achats de véhicules électriques, 2% les achats de véhicules hybrides rechargeables et 2% la prime à 500 € pour les foyers non imposables. Les dépenses relatives à cette prime seraient donc comprises chaque année entre 80 millions et 180 millions d'euros.

Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

MINISTÈRE
DE L'ENVIRONNEMENT,
DE L'ÉNERGIE
ET DE LA MER

Programmation
PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

Volet relatif aux îles du Ponant

LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE pour la
CROISSANCE VERTE

Table des matières

1 INTRODUCTION 3
2 LE SYSTEME ENERGETIQUE DES ILES DU PONANT 4
2.1 Bilan énergétique 4
2.2 Coûts de référence des énergies dans les îles du Ponant 5
3 LA DEMANDE D'ENERGIE 6
3.1 Evolution passée de la demande en énergie 6
3.2 Principaux déterminants de l'évolution de la demande 6
3.3 Scénarios d'évolution de la demande d'électricité : MDE et MDE renforcée 7
4 L'OFFRE D'ENERGIE ET LA GESTION DE L'EQUILIBRE OFFRE-DEMANDE 9
4.1 Développement des énergies renouvelables 9
4.2 Gestion de l'équilibre offre-demande 10
4.3 Renouvellement des moyens de production 11
5 OUESSANT 12
5.1 Evolution de la demande 12
5.2 Actions de maîtrise de la demande 13
5.3 Evolution de la consommation 13
5.4 Développement des énergies renouvelables 14
5.5 Gestion de la demande 14
5.6 Renouvellement des moyens de production existants 15
6 MOLENE 16
6.1 Evolution de la demande 16
6.2 Actions de maîtrise de la demande 17
6.3 Evolution de la consommation 17
6.4 Développement des énergies renouvelables 18
6.5 Gestion de la demande 18
6.6 Renouvellement des moyens de production existants 19
7 SEIN 20
7.1 Evolution de la demande 20
7.2 Actions de maîtrise de la demande 21
7.3 Evolution de la consommation 21
7.4 Développement des énergies renouvelables 22
7.5 Gestion de la demande 22

1 Introduction

Le projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte trace les objectifs, le cadre et met en place les outils nécessaires à la construction d'un nouveau modèle énergétique français plus diversifié, plus équilibré, plus sûr et plus participatif. Elément fondateur de la transition énergétique, la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) est destinée à préciser les objectifs de politique énergétique, identifier les enjeux et les risques dans ce domaine, et orienter les travaux des acteurs publics.

L'article L.141-5 du code de l'énergie créé par l'article 203 de la LTECV précise dans son IV :
« *Les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental, à l'exception de Saint-Martin, de Saint-Barthélemy et des zones mentionnées au I du présent article font l'objet d'un volet annexé à la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionnée à l'article L. 141-1, selon des modalités fixées par le décret mentionné à l'article L. 141-6.* »

Ainsi les îles du Ponant habitées à l'année et non interconnectées, c'est-à-dire l'île d'Ouessant, de Molène et de Sein, font l'objet d'un volet annexé à la PPE nationale qui couvrira les trois années à venir (2016-2018), puis les cinq suivantes (2019-2023).

Ces îles présentent une configuration énergétique particulière puisque :

- Molène et Sein sont des îles quasiment sans véhicules puisqu'il n'y a que 3 ou 4 véhicules pour les secours et pour assurer le transport de personnes et le ramassage des ordures. A Ouessant, la situation est différente puisqu'il y a environ 250 véhicules à l'année avec un doublement en période estivale.
- Les modes de chauffage sont essentiellement électriques avec 72% de logements à Molène, 73% à Ouessant et 80% à Sein. Le fioul est peu utilisé avec 23% à Molène (28 logements), 20% à Ouessant (90 logements) et 10% à Sein (13 logements). Les autres logements sont chauffés au bois ou au charbon.

La dimension électrique est donc très structurante sur ces trois territoires. Actuellement, ces îles, non raccordées au réseau continental et non interconnectées entre elles, produisent leur électricité grâce à des centrales au fioul. Sur les îles, la question de l'énergie se pose pleinement et est devenue une composante majeure de la qualité de la vie nécessaire au maintien des communautés insulaires et à la gestion des ressources de leurs territoires. Le coût d'approvisionnement lié aux consommations d'énergie fossile fait de ces territoires des lieux à privilégier pour engager les actions de la transition énergétique.

Une charte d'engagement sur la transition énergétique a été mise en place entre les divers partenaires. Des projets sont portés au niveau régional via les appels à projets national et régional : territoire à énergie positive pour la croissance verte, île autonome en énergie et boucle énergétique locale.

L'objectif est de tendre à l'autonomie énergétique et aboutir en 2030 à une « décarbonisation » et une consommation à partir d'une production au plus proche des 100 % d'énergie renouvelable. Un objectif de 50% de production d'électricité à base d'énergie renouvelable est fixé à l'horizon 2023.

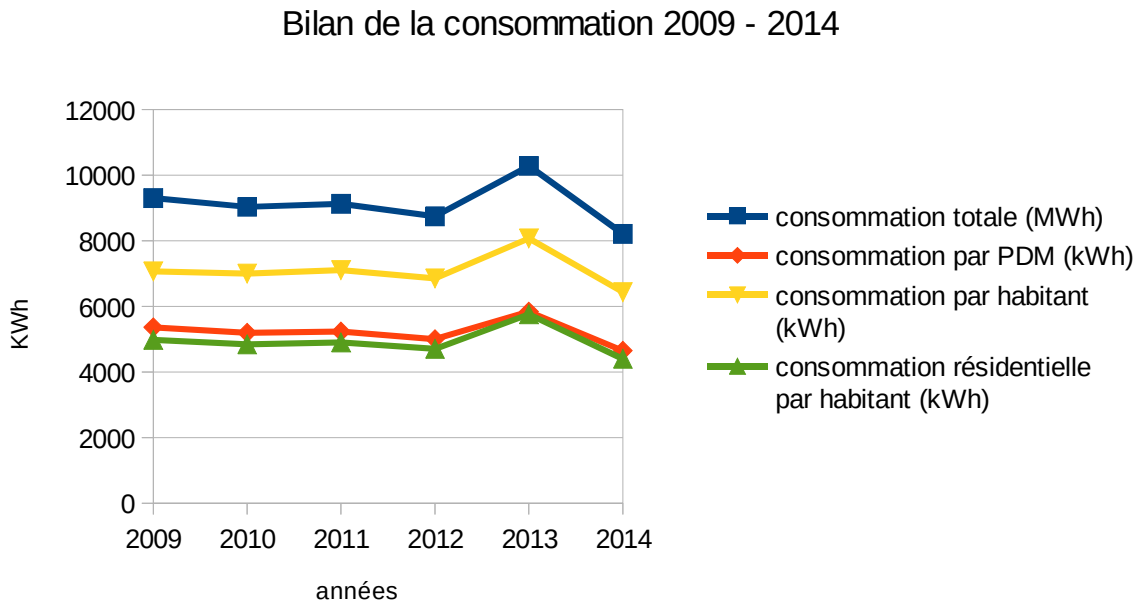
Ces trois îles, réunies dans une même PPE, sont en réalité trois systèmes électriques insulaires distincts, n'étant pas interconnectées entre elles. Le document sera donc séparé en trois volets, avec une solution énergétique définie à la maille de chaque île.

2 Le système énergétique des îles du Ponant

2.1 Bilan énergétique

Après une diminution importante au cours du vingtième siècle de la population des îles du Ponant non interconnectées, c'est-à-dire l'île d'Ouessant, de Molène et de Sein, le nombre d'habitants est à présent stabilisé (1276 habitants). Sur l'ensemble des trois îles, l'énergie nette livrée au réseau est de 8,2 GWh en 2014 pour 1767 points de livraison. Il est à noter que ce cumul est une vision théorique, les trois îles constituant chacune une zone non interconnectée. Ce bilan est très fortement porté par Ouessant, qui représente près de la moitié de la consommation des trois îles, l'île de Sein et de Molène étant de tailles plus réduites.

Sur les cinq dernières années on constate une diminution significative de la consommation globale et de la puissance appelée à la pointe électrique même si le nombre d'usagers du réseau électrique augmente légèrement. La consommation estivale est plus élevée que l'intersaison. Les jours de pointe se situent en plein hiver du fait de la consommation résidentielle liée au chauffage électrique.



A mi-2015, seuls quelques panneaux photovoltaïques résidentiels sont raccordés au réseau des trois îles, d'autres installations d'énergie renouvelable sont en projets. L'objectif est d'accompagner les collectivités et les opérateurs à la mise en place et à l'intégration de ces installations par un travail de coordination avec les mairies, les administrations impliquées et les habitants pour assurer une meilleure acceptation.

Ces îles, très dynamiques, abritent plusieurs grands projets d'énergie renouvelable, en pointe sur l'innovation. La taille très réduite de ces îles implique que tout projet d'énergie renouvelable doit se penser en lien avec le système électrique, et les moyens d'assurer la continuité et la sécurité de l'alimentation électrique. Le stockage d'énergie sera nécessaire pour atteindre des taux de pénétration important d'énergie renouvelable et s'affranchir de la contrainte associée au diesel.

2.2 Coûts de référence des énergies dans les îles du Ponant

Selon le principe de péréquation tarifaire, l'Etat a mis en place des tarifs réglementés de vente de l'électricité sur l'ensemble du territoire. Toutefois, en raison des contraintes spécifiques aux ZNI, les coûts de production de l'électricité y sont nettement supérieurs à ceux observés en métropole continentale. Par conséquent, les tarifs réglementés de vente s'avèrent insuffisants pour rémunérer la production d'électricité dans ces zones. Pour assurer la péréquation tarifaire nationale, une compensation des surcoûts est nécessaire. Celle-ci est calculée par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et est aujourd'hui financée par la contribution de service public de l'électricité (CSPE).

Dans les ZNI Ponant, le coût de production est quasi uniquement lié aux investissements nécessaires pour maintenir les centrales thermiques et le fioul utilisé pour produire l'électricité. Ainsi, le coût moyen de l'électricité produite sur ces îles est très fortement soumis aux fluctuations du prix du fioul.

Coût de production en 2014 (€/MWh)	Sein	Ouessant	Molène	Moyenne
Coût variable	205	226	216	**216**
Coût de production complet	250	441	260	**317**

A titre de comparaison, les coûts de production sont particulièrement élevés dans les ZNI et atteignent en moyenne 244 €/MWh en 2014. Ils s'échelonnent, en 2014, entre 208 € en Corse, 218 €/MWh à la Réunion, 240 €/MWh en Guadeloupe 262 €/MWh en Guyane, 307 €/MWh en Martinique et 354 €/MWh à Mayotte. Les coûts moyens de production par zone dépendent fortement des caractéristiques du parc installé.

3 La demande d'énergie

3.1 Evolution passée de la demande en énergie

La consommation d'énergie électrique sur ces trois îles sera détaillée par île. Elle est fortement résidentielle et les fluctuations hivernales sont liées au chauffage électrique.

Si la puissance atteinte à la pointe en été reste moins élevée qu'en période hivernale, la tenue de l'équilibre offre-demande s'avère tout aussi, si ce n'est plus, compliqué du fait de la faible consommation des îles, rendant le système électrique encore plus fragile et sensible à toute perturbation.

Un effort particulier a été fait sur ces îles en termes de maîtrise de la demande en énergie : la production étant très majoritairement thermique, chaque action de réduction de la consommation se traduit directement en litre de fioul utilisé. Ces actions ont été initiées dès 2007, et au vu du succès rencontré par celles-ci, ont été reconduites sur l'île de Sein en 2014, puis seront mises en place sur Ouessant et Molène en 2016.

En 2007, une première importante action de MDE sur ces trois îles a été mené par la Région Bretagne, l'ADEME et EDF afin de :

- Distribuer des lampes basses consommations aux foyers
- Distribuer du matériel hydro-économe : douchette pour réduire la consommation d'eau (et donc d'électricité : sur Sein, la production d'eau potable étant faite par un osmoseur et, pour les trois territoires, la part des chauffes-eaux électriques étant importantes)
- Permettre l'achat de gros électroménager éco-efficace (réfrigérateurs notamment)

L'opération avait également permis de remplacer l'osmoseur de l'île de Sein par un nouvel appareil plus efficace.

L'impact de ces actions sur la courbe de consommation avait été évalué par la R&D d'EDF autour de 3 à 7% de réduction sur ces îles.

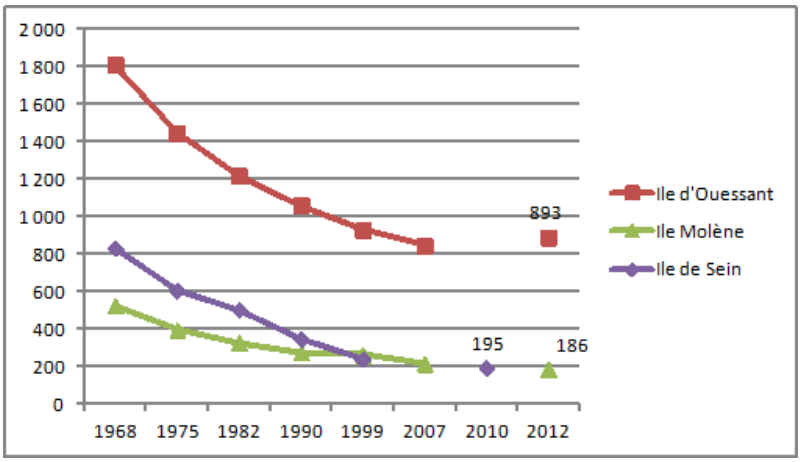
En 2014, reprenant l'esprit de la première initiative, un nouveau programme de MDE a été lancé sur l'île de Sein, qui a donné lieu à :

- 6 lampes basses consommations par logement soit 1200 lampes pour l'ensemble de l'île,
- Equipement de 30% des logements en dispositifs hydro-économes,
- Rénovation complète de l'éclairage public de l'île menant à 50 000 kWh réduits sur Sein, soit une réduction de la consommation liée à l'éclairage public de 4/5

L'ensemble de ces actions a permis une réduction de la consommation estimée à 11% sur l'île de Sein.

3.2 Principaux déterminants de l'évolution de la demande

Ces trois îles ont connu une baisse significative de la démographie depuis 1970, mais qui semble se stabiliser ces dernières années.



Population sur les ZNI Ponant (Source INSEE)

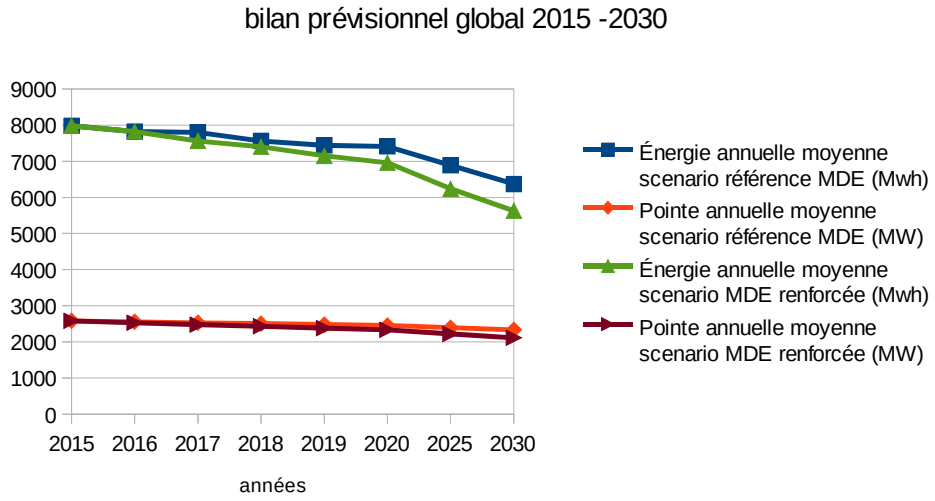
Le tourisme, extrêmement important, augmente la consommation en été, notamment sur les activités telle que la restauration.

La croissance économique est relativement faible sur ces territoires, mais plusieurs entreprises se sont installées à Ouessant (séchage d'algues, activités de services).

3.3 Scénarios d'évolution de la demande d'électricité : MDE et MDE renforcée

Deux scénarios « MDE » et « MDE renforcée » sont présentés par île :

- Le scénario « MDE » prend déjà en compte l'effet de baisse de la consommation observé depuis quelques années. Il prévoit une baisse de la consommation annuelle d'énergie de 7980 MWh en 2015 à 6370 MWh en 2030 et de la pointe de consommation de 2584 MW en 2015 à 2336 MW en 2030.
- Le scénario « MDE renforcée » prend en compte le développement d'une action environnementale plus marquée sur le territoire. Cela se traduit concrètement par une accentuation des actions d'efficacité énergétique et une demande finale en électricité plus basse que la demande d'électricité du scénario MDE. La consommation annuelle d'énergie devrait alors reculer à 5630 MWh en 2030 et la pointe de consommation à 2113 MW en 2030.



Les axes majeurs d'intervention issus du contrat de partenariat AIP-Etat-Région concernent :

- l'efficacité énergétique dans le résidentiel :
  - Les trois îles disposent d'un habitat très énergivore, peu rénové avec une majorité

de logements chauffés à l'électricité. Le Programme d'Intérêt Général (PIG), initialement prévu jusqu'en novembre 2015, est prolongé de 2 ans (novembre 2017). Il permettra de réduire les consommations d'énergie dans l'habitat privé.

- De nouveaux programmes MDE, menés notamment en partenariat avec EDF, seront également mis en place et permettront la diffusion de lampes LED, d'appareils hydro-économes et le soutien à l'acquisition d'appareils de froid performants.
- Des actions de sensibilisation et d'accompagnement des usagers sont également prévues. La compréhension et l'appropriation des objectifs et du bénéfice collectif apporté aux systèmes énergétiques insulaires sont indispensables pour que chaque client s'inscrive dans cette évolution des modes de consommation.

- L'efficacité énergétique dans le patrimoine communal : Les communes adhèrent à un CEP qui permet d'agir sur les consommations de fluides (énergie et eaux) dans le bâti communal. Le contrat de partenariat AIP-Etat-Région, opérationnel courant 2015, dans lequel la transition énergétique et écologique apparait comme un des 3 piliers prioritaires d'actions, permettra aux élus de bâtir des nouveaux projets sobres en énergie et d'améliorer les performances énergétiques du bâti existant.

- L'efficacité énergétique chez les professionnels : Le tertiaire est un secteur très énergivore sur les îles, du fait des activités liées au tourisme (cafés, hôtels, restaurants, …). Il ne faut cependant pas négliger les secteurs d'activité primaire et secondaire, dont les acteurs sont peu nombreux mais qui connaissent une croissance.

- l'éclairage public. Les communes de Sein, Ouessant et Molène ont transféré leur compétence éclairage public au SDEF. Dans ce cadre, le SDEF réalise des programmes de travaux permettant de réaliser des économies d'énergie, avec notamment l'utilisation de technologies innovantes particulièrement économes. Réalisé en 2014 sur l'île de Sein, les travaux de mise en place de LED seront faits sur Ouessant et Molène prochainement.

Les divers projets d'économies d'énergie représentent un total potentiel de **751,85 MWhep/an**.

4 L'offre d'énergie et la gestion de l'équilibre offre-demande

4.1 Développement des énergies renouvelables

A mi-2015, seuls quelques panneaux photovoltaïques résidentiels sont raccordés au réseau des trois îles, d'autres installations d'énergie renouvelable sont en projets. L'objectif est d'accompagner les collectivités et les opérateurs à la mise en place et à l'intégration de ces installations par un travail de coordination avec les mairies, les administrations impliquées et les habitants pour assurer une meilleure acceptation.

Dans le système énergétique des îles du Ponant, l'insertion de production d'énergies renouvelables devra tenir compte de la protection environnementale et architecturale de ces îles (zone Natura 2000, site protégé, site classé, parc marin) et ne peut se conduire sans prise en compte du système électrique dans son ensemble.

Il existe plusieurs projets représentant un total de **2200 Mwh/an** :

- production électrique à partir d'une ferme hydrolienne couplée à du stockage à Ouessant. Ce projet permet de poser la première pierre d'une solution énergétique pour les réseaux isolés, reproductible à l'export.
- Suite à l'étude de potentiel photovoltaïque sur le patrimoine communal des 3 îles de la mer d'Iroise réalisée début 2015, projets d'installation de panneaux photovoltaïques sur des toitures avec le souhait de consacrer une partie de la production à la recharge de véhicules communaux électriques (autoconsommation) ou au réseau d'éclairage public.
- projet à l'étude d'expérimenter la mise en place d'une filière locale bois énergie à Ouessant. Le développement de plantation d'espèces d'arbre à croissance rapide permettrait d'équiper les ménages de poêles à bois, et ainsi réduire la dépendance au fioul pour le chauffage hivernal, tout en réduisant l'appel de pointe l'hiver. La problématique est de structurer l'approvisionnement de la ressource, ces territoires ne possédant pas ou peu de bois utilisable à cette fin.
- projet en phase d'étude opérationnelle comprenant à terme la pose d'éoliennes sur l'île de Sein. Ce projet pourra évoluer selon l'apport du photovoltaïque.

Le but est d'atteindre un système multi énergies avec un stockage permettant de diminuer la consommation de fioul. L'utilisation du stockage devra être optimisée en couplant efficacement le renforcement des infrastructures réseau avec un pilotage plus fin de chaque élément de la chaîne de valeur. Ainsi, une intelligence du réseau électrique doit permettre de corréler et d'optimiser, en amont, les phases de production (modélisation de la captation solaire, ajustement de la production aux besoins,…), les phases de stockage/déstockage (optimisation des transferts d'énergie entre points de production et points de stockage …), puis in fine en aval les phases d'emploi et de consommation d'énergie (par exemple, l'installation de compteurs intelligents permettant une réactivité accrue en temps réel du réseau électrique basse tension). Ce pilotage intelligent devrait permettre de gérer l'électricité renouvelable injectée au réseau à un instant tout en permettant le transfert d'énergie entre temps de production et temps d'utilisation (répondre aux besoins, lisser les pointes, pallier l'intermittence de certaines productions renouvelables).

Avec ces différents projets à l'étude, les trois îles disposeront d'un mix énergétique qui permettra la recherche et le développement de systèmes intelligents.

La réalisation des projets précités devraient permettre d'atteindre les objectifs suivants :

Part des énergies renouvelables	2015	2018	2023
Ouessant	**<1%**	**15%**	**45%**
Molène	**0%**	**1 à 2%**	**20%**
Sein	**<1%**	**28%**	**50%**

Les objectifs sont détaillés île par île dans les volets en annexe.

4.2 Gestion de l'équilibre offre-demande

Dans les zones non interconnectées, le gestionnaire du système EDF, a la possibilité de déconnecter les sites de production renouvelable intermittent au-delà d'une intégration instantanée dans le réseau de 30%, afin d'être capable de maintenir la stabilité du système face à tout aléa, notamment la perte d'un ou plusieurs moyens de production. Ceci est une contrainte au développement des énergies renouvelables intermittentes.

Le point critique de l'insertion des EnR sur les très petits systèmes îliens est lié à l'atteinte de la puissance minimale de bon fonctionnement des groupes diesel. Ce niveau dépend de chaque technologie et donc de chaque moteur : ce seuil varie entre 50 et 30% de la puissance maximale du moteur pour les centrales installées sur les ZNI Ponant.

La mise en place d'un dispositif de stockage capable de reprendre une partie de ces services au système électrique permettrait d'augmenter la pénétration des énergies renouvelables intermittentes.

A cette fin, la PPE fixe comme objectif au gestionnaire de système de prioriser les études sur la période 2016-2018 sur les axes suivants :

- ⇨ **amélioration des prévisions de production des ENR intermittentes**
- ⇨ **pilotage à commande centralisé de batteries ou de capacités d'inertie**
- ⇨ **règles dynamiques de définition du seuil et d'adaptation des services systèmes (dont la réserve)**
- ⇨ **règles techniques de limitation des EnR**

L'équilibre entre l'offre et la demande passe également par la mise en place d'une gestion intelligente de l'énergie basée sur les compteurs communicants Linky. L'arrivée de ces nouveaux compteurs constitue une opportunité pour les territoires. Au-delà des enjeux identiques à ceux du reste du territoire, Linky permettra d'envisager :

- une adaptation des heures creuses aux spécificités des systèmes électriques locaux ;
- l'asservissement ultérieur en temps réel des flexibilités résidentielles afin de déplacer la demande énergétique pendant les heures de production des énergies renouvelables hydrolienne et photovoltaïque.

A cette fin, la PPE fixe comme objectif un déploiement des compteurs communicants Linky de façon prioritaire avant fin 2016 sur les trois îles. Ce déploiement permettra dans un premier temps de définir localement des heures creuses afin de lisser la courbe de charge.

L'engagement dans cette démarche se fera en trois étapes :

- L'introduction de l'énergie solaire sur les trois îles, en fonction du contexte particulier de chaque territoire, afin de réduire dès à présent la consommation de fioul (mode de fonctionnement dit « fioul saving »), et sans impact sur le bon fonctionnement du système électrique actuel, conformément aux conclusions de l'étude d'opportunité sur le photovoltaïque conduite par l'AIP,. Sur l'île d'Ouessant, grâce au démonstrateur d'hydrolienne « D10 » de Sabella, l'insertion de l'énergie hydrolienne dans le réseau sera étudiée. Un projet éolien sur l'île de Sein est également envisagé en ce sens. Cette phase peut commencer dès 2016 en fonction des calendriers des porteurs de projet.
- L'introduction du stockage d'énergie, élément essentiel pour intégrer les énergies renouvelables sur ces îles tout en assurant la sécurité du système électrique et la continuité de l'alimentation des habitants. Les premières installations devraient être opérationnelles en 2020.
- La gestion active de la demande en phase avec les énergies renouvelables, dans une notion globale de microgrids. Ce volet pourra se réaliser avec ou sans stockage, mais nécessite des études poussées avant une implémentation possible. Ce volet pourrait être mis en œuvre à horizon 2023.

La PPE fixe trois étapes :

- ⇨ **dès 2016, l'introduction des différentes énergies renouvelables avec un objectif de réduction de la consommation de fioul,**

- ⇨ **au plus tard en 2020, l'introduction du stockage d'énergie pour intégrer les énergies renouvelables et assurer la sécurité du système électrique,**
- ⇨ **à horizon 2023, la gestion active de la demande en phase avec les énergies renouvelables, dans une notion globale de microgrids.**

La PPE demande au gestionnaire du système électrique d'engager dès à présent les études nécessaires sur le stockage et la gestion active de la demande.

4.3 Renouvellement des moyens de production

La production thermique, entièrement gérée par EDF, est présente sur chaque île et assure historiquement la production, depuis l'électrification de ces îles. La centrale thermique assure la stabilité et la sûreté du système électrique sur ces îles pour le moment, dans l'attente du stockage qui pourrait reprendre ces rôles essentiels.

Pour ces 3 centrales:

- le mode de fonctionnement est à un seul groupe pour la majorité du temps. Il y a un 2e groupe qui est sollicité moins de 2000 h/an,
- les creux de consommation, intervenant majoritairement l'été et l'intersaison pendant la nuit, forcent les groupes à fonctionner en dessous de leur seuil de bon fonctionnement, ce qui entraîne des besoins de maintenance accrus, et une réduction de leur durée de vie.

Sur les trois îles, le renouvellement des contrôles commandes des groupes se fera en fonction de l'état de fonctionnement mais également selon les besoins d'intégration des nouveaux producteurs ENR.

Aucune augmentation de la puissance installée n'est envisagée d'ici à 2030. Les besoins en renouvellements sur la période 2016-2023 sont estimés comme suit :

Renouvellement en kW	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Ouessant								
Molène	250				290			
Sein					660			

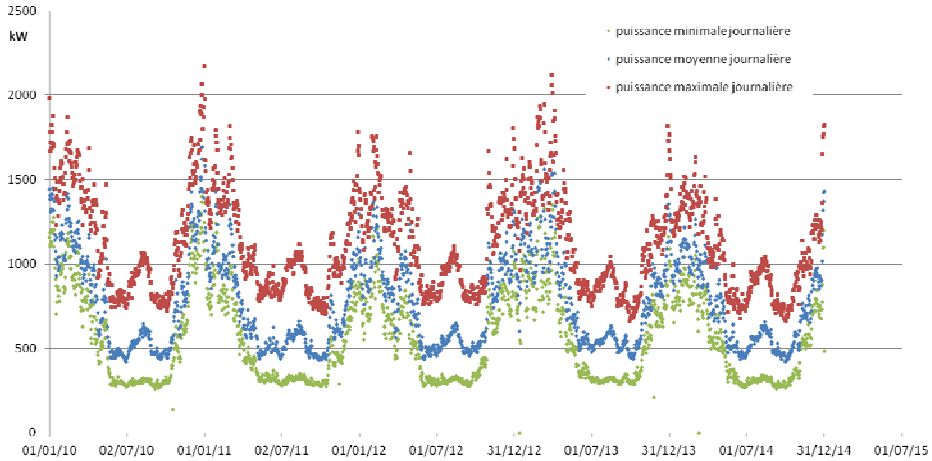
Source : EDF-SEI

Toutefois, les besoins à l'horizon 2020 seront dans la mesure du possible remplis grâce aux progrès sur la MDE, les ENR et le stockage.

5 Ouessant

5.1 Evolution de la demande

Avec ses 15,58 km² et 893 habitants, Ouessant a consommé 5,3 GWh en 2014, en baisse de 2.4% par an depuis 2010. La puissance de pointe maximale de consommation du réseau a atteint 2,2 MW le 31 décembre 2010 mais la puissance moyenne appelée en 2014 est de 670 kW. La consommation résidentielle représente 69% des consommations et s'explique par l'importance du chauffage électrique. La fréquentation touristique crée l'été une pointe de consommation à midi, liée à la restauration.



Courbe de charge sur Ouessant de 2010 à 2014 (Source ERDF)

Les tableaux ci-dessous présentent l'évolution de l'énergie livrée au réseau et de la puissance de pointe sur la période 2010 - 2014.

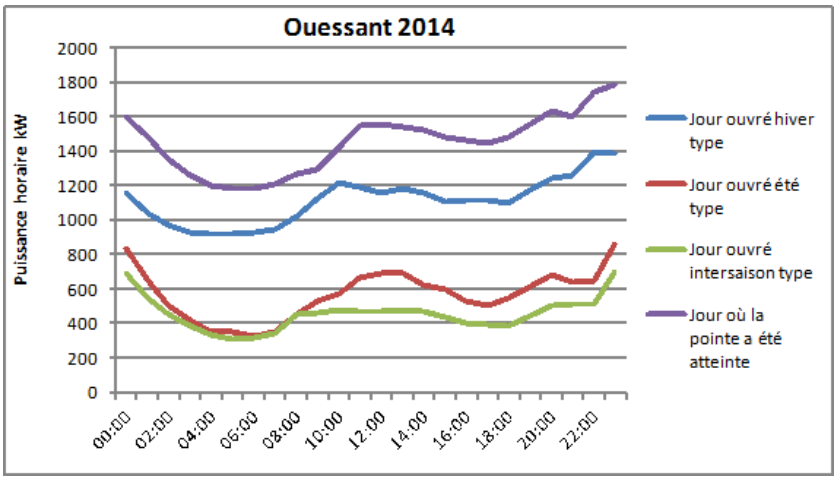
Historique de consommation en énergie et puissance de pointe

	2010	2011	2012	2013	2014	Moyenne / an
Energie nette (GWh)	**6,42**	**6,45**	**5,63**	**7,27**	**5,87**	**- 2,4 %**
Croissance (%)		0,5 %	-4,2 %	17,5 %	-19,3 %	
Puissance (kW)	**2171**	**1979**	**1810**	**2125**	**1822**	**-3,4%**
Croissance (%)		-9%	-9%	17%	-14%	
Sites livrés	**1041**	**1049**	**1046**	**1053**	**1054**	**0,3 %**
Croissance (%)		0,8%	-0,3%	0,7%	0,1%	

Source EDF SEI

Globalement sur les 5 dernières années, même si le nombre d'usagers du réseau électrique augmente un peu, la consommation diminue significativement, ainsi que la puissance appelée à la pointe électrique.

La consommation résidentielle représente 69% des consommations et s'explique par l'importance du chauffage électrique. La fréquentation touristique crée l'été une pointe de consommation à midi, liée à la restauration.



*Journées types sur Ouessant (*Source EDF SEI)

5.2 Actions de maîtrise de la demande

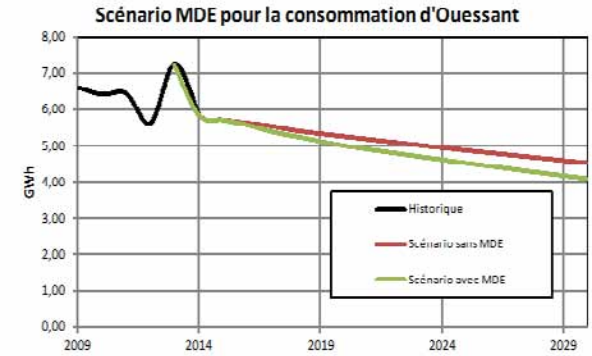
Un nouveau programme de MDE a été lancé fin 2015 et a pour objectif de réduire la consommation d'électricité de 7% (410 MWh/an) :

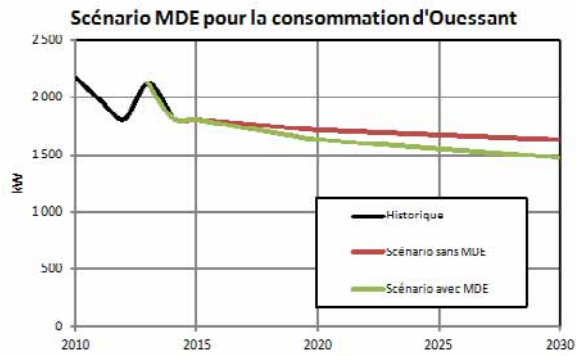
- 6 lampes basses consommations par logement, soit 5000 à 6000 lampes pour l'ensemble de l'île
- 30% des logements équipés de dispositifs hydro économes
- Poursuite du programme de remplacement des réfrigérateurs non performants par des appareils A++ ou A+++ dans la suite de la première opération faite en 2007.
- un accompagnement à l'utilisation de ces appareils éco-efficaces
- un accompagnement sur 3 mois de 10 habitants pour réduire leurs consommations d'énergie (Trak O Watts des îles) avant d'envisager l'extension de ce programme.
- des diagnostics techniques des bâtiments communaux
- la modernisation de l'éclairage public (LED)

Avec la rénovation de 50 logements par an, le « Programme d'Intérêt Général » (PIG) permet de financer l'isolation des logements. L'action de rénovation est estimée à 4 000 kWh économisés par an par logement.

5.3 Evolution de la consommation

Le scénario de consommation « sans MDE renforcée » présenté ci-dessous prend en compte l'effet de baisse de la consommation observé depuis quelques années sur chacune des îles.





Le scénario « MDE renforcée » prend quand à lui l'hypothèse d'efforts plus importants de réduction reposant notamment sur le contrat de partenariat AIP-Etat-Région. Il constitue donc l'hypothèse de référence.

5.4 Développement des énergies renouvelables

Ouessant dispose aujourd'hui de deux installations photovoltaïques pour une puissance totale installée de 6KW qui produit 3MWh/an.

Grâce au démonstrateur d'hydrolienne Sabella d'une puissance nominale de 500 kW, l'injection dans le réseau d'une quantité d'électricité hydrolienne conséquente (représentant parfois plus de moitié des besoins instantanés) crée une situation particulière. Elle permettra de développer des pratiques et techniques nouvelles pour utiliser au mieux cette énergie renouvelable. L'intégration de cette énergie hydrolienne dans le système électrique ouessantin est estimée autour de 10%. Ce prototype doit fonctionner pendant un an pour tirer des enseignements sur cette technologie nouvelle, et pourrait être prolongé sur décision préfectorale.

Une petite unité de production photovoltaïque devrait être mise en place en 2016 et permettra d'expérimenter un mix énergétique innovant. La toiture du bâtiment des services techniques semble adaptée : d'une puissance de 75 kWc, le productible estimé est de 75 MWh annuels (étude Transénergie pour l'AIP). Une fois le fonctionnement validé, une deuxième installation photovoltaïque pourra être ajoutée avec la toiture de la salle omnisport, de caractéristiques similaires.

Un projet complémentaire est actuellement à l'étude sur Ouessant (seule île où ce type de projet est envisageable) est la mise en place d'une filière locale bois énergie dans un contexte d'expérimentation. Il s'agit de planter différentes espèces d'arbres non invasives qui pourraient se développer sur l'île et d'opérer, par rotation courtes, à des broyages (à coupler avec les apports ligneux en déchetterie). Il est important en parallèle de rechercher les exutoires possibles à la production de bois énergie (bois déchiqueté).

Grâce à ces premiers projets, l'objectif est parvenir en 2018 à 15% d'énergie renouvelable.

A l'horizon 2023, un parc hydrolien avec batteries, qui utilisera l'énergie marine du Fromveur, devrait permettre de décarboner significativement la production électrique de l'île.

Des projets photovoltaïques sont envisagés dans l'objectif de consacrer une partie de la production à la recharge de véhicules communaux électriques.

A l'horizon 2023, l'objectif est parvenir en 2023 à 45% d'énergie renouvelable.

Part des énergies renouvelables	2015	2018	2023
Hydrolien		10 à 15%(*)	40%
Photovoltaïque	<1%	3%	5%
Total		**15%**	**45%**

(*) : sous réserve de la prolongation de l'autorisation d'exploiter la D10

5.5 Gestion de la demande

Concernant la gestion de la demande, il sera nécessaire :

- de développer le pilotage de la demande pour synchroniser les consommations sur la production renouvelable :
  - Avec un déploiement prioritaire des compteurs Linky en 2016 avec un accompagnement des usagers lors de la pose des nouveaux compteurs pour les sensibiliser à l'utilisation de l'électricité.
  - Avec un accompagnement des usagers (particuliers et professionnels) pour adapter leurs consommations aux périodes de production par énergie renouvelables (utilisation des lave-linges, sèche-linges, lave-vaisselles, recharge d'outils, …).
  - Avec la diffusion d'appareils chez les particuliers et les professionnels pour décaler

les consommations : horloges programmables, contacteurs pour tarif heures creuses, prises programmables, …
  - Avec une évolution des heures creuses pour 1) diminuer les rejets CO^2, 2) consommer lorsque l'hydrolienne produit et 3) intégrer les bénéfices du stockage ou d'autres EnR
  - En améliorant la prévisibilité de la production ENR.
  - Avec le déploiement de systèmes intelligents pour charger les batteries des véhicules électriques sur les heures hydroliennes
- de développer le stockage de l'électricité qui peut se faire :
  - par batteries
  - par les usages via les cumulus d'eau chaude sanitaire des habitants,
  - par la gestion du stockage de l'eau potable dans le château d'eau en décalant la potabilisation et l'assainissement

5.6 Renouvellement des moyens de production existants

Les groupes thermiques de Ouessant atteindront leur nombre maximal d'heures de fonctionnement en 2026. En fonction du raccordement de nouveaux producteurs renouvelables et de l'émergence du stockage, les besoins de renouvellement seront estimés lors de la PPE de 2018.

Des travaux de renouvellement des différents contrôles commande des centrales seront à envisager dans la perspective d'intégration des nouveaux producteurs d'énergie renouvelables.

En synthèse pour Ouessant :

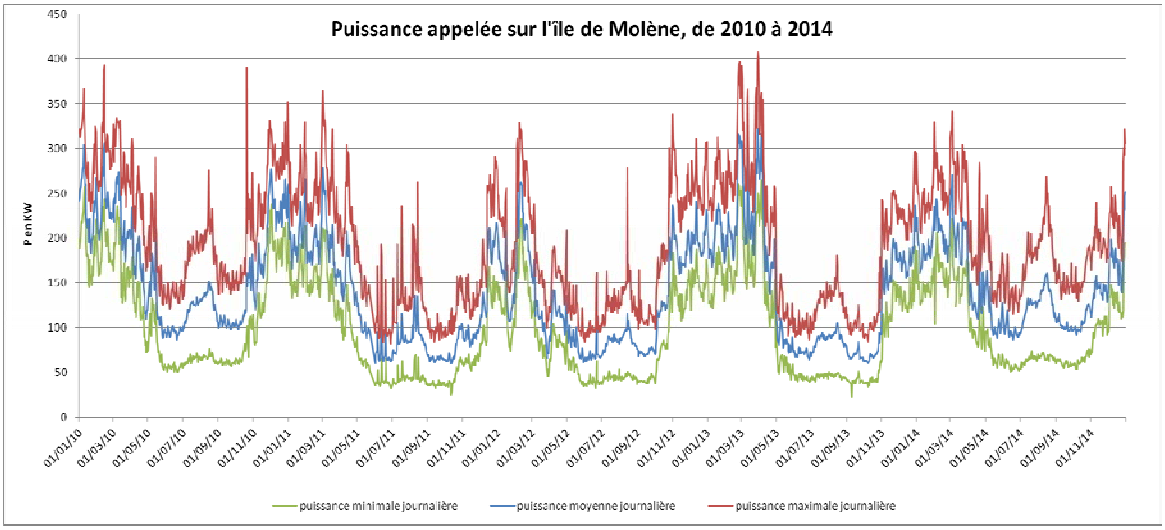
	2015	2018	2023
Consommation électrique (GWh)	5.87	5.40	4.81
Part des énergies renouvelables	<1%	15%	45%

6 Molène

6.1 Evolution de la demande

Avec ses 0.72 km² et 186 habitants, Molène a consommé 1.1 GWh en 2014, en baisse de 3% par an depuis 2010. La puissance de pointe maximale de consommation du réseau a atteint 408 kW le 30 mars 2013 mais la puissance moyenne appelée en 2014 est de 127 kW. La consommation résidentielle représente 69% des consommations avec une pointe entre 20h et 23h, entre l'heure du dîner, et le moment de déclenchement des chauffe-eaux. Enfin, deux particularité à Molène :

- une consommation électrique comparable entre l'intersaison et l'été liée à une fréquentation touristique moins importante que sur les autres îles.
- des variations de consommation quotidiennes plus importantes que sur les autres îles.



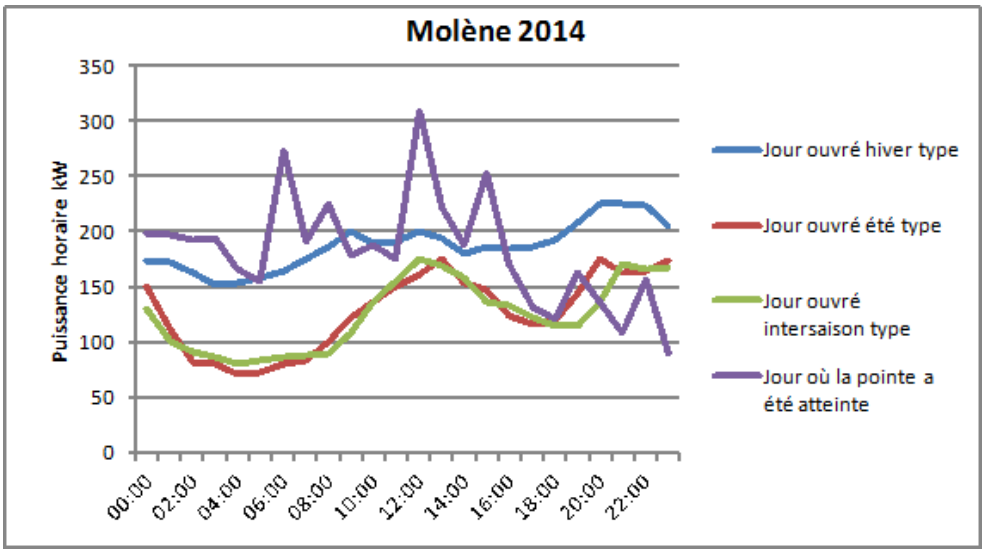
Courbe de charge sur l'île de Molène de 2010 à 2014 (Source ERDF)

Les tableaux ci-dessous présentent l'évolution de l'énergie livrée au réseau et de la puissance de pointe sur la période 2010 - 2014.

Historique de consommation en énergie et puissance de pointe

	2010	2011	2012	2013	2014	Moyenne / an
Energie nette (GWh)	**1,24**	**1,26**	**1,18**	**1,48**	**1,11**	**- 3 %**
Croissance (%)		1,8%	-6,1%	25,0%	-24,9%	
Puissance (kW)	**393**	**365**	**338**	**408**	**342**	**-3,4%**
Croissance (%)		-7%	-7%	21%	-16%	
Sites livrés	320	320	324	330	330	**0,6%**
Croissance (%)		0,0%	1,3%	1,9%	0,0%	

Source EDF SEI



Jours types sur Molène (Source EDF SEI)

6.2 Actions de maîtrise de la demande

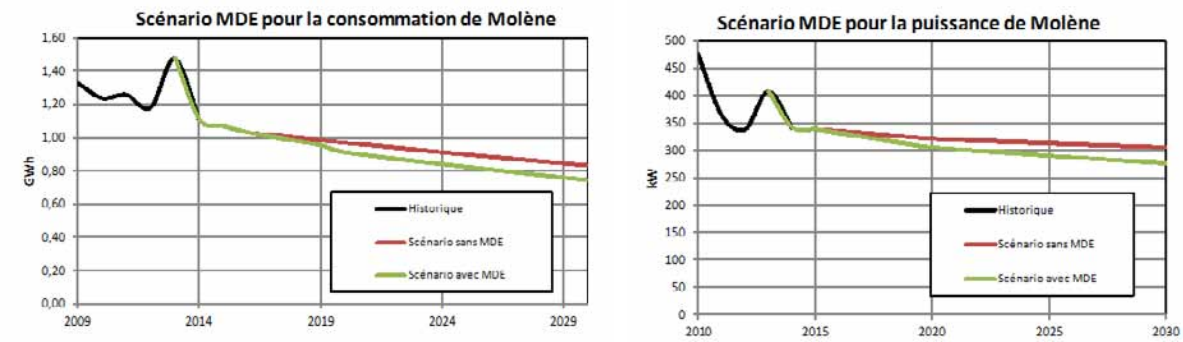
Un nouveau programme de MDE a été lancé fin 2015 et a pour objectif de réduire la consommation d'électricité de 7% (70 MWh/an) :

- 6 lampes basses consommations par logement, soit 1200 lampes pour l'ensemble de l'île
- 30% des logements équipés de dispositifs hydro économes
- Poursuite du programme de remplacement des réfrigérateurs non performants par des appareils A++ ou A+++ dans la suite de la première opération faite en 2007.
- un accompagnement à l'utilisation de ces appareils éco-efficaces
- un accompagnement sur 3 mois de 10 habitants pour réduire leurs consommations d'énergie (Trak O Watts des îles) avant d'envisager l'extension de ce programme.
- des diagnostics techniques des bâtiments communaux
- la modernisation de l'éclairage public (LED)

Avec la rénovation de 10 logements par an, le « Programme d'Intérêt Général » (PIG) permet de financer l'isolation des logements. L'action de rénovation est estimée à 4 000 kWh économisés par an par logement.

6.3 Evolution de la consommation

Au vu des dernières années, il semble raisonnable de supposer que les besoins de consommation resteront stables, et que les efforts de MDE et de sensibilisation de la population permettront de faire baisser l'énergie utilisée pour satisfaire ces besoins. Ainsi, le scénario de consommation « sans MDE renforcée » présenté ci-dessous prend déjà en compte cet effet de baisse de la consommation observé depuis quelques années sur chacune des îles. Le scénario « MDE renforcée » prend quand à lui l'hypothèse d'efforts plus importants de réduction reposant notamment sur le contrat de partenariat AIP-Etat-Région. Il constitue donc l'hypothèse de référence.



Prévision de consommation en énergie et en puissance (Source EDF SEI)

6.4 Développement des énergies renouvelables

Molène ne dispose aujourd'hui d'aucun moyen de production ENR.

Un potentiel fort d'énergie photovoltaïque existe, notamment grâce au site de l'impluvium qui permettrait de développer une centrale au sol d'une puissance de 200 kWc, qui représentera une puissance instantanée majeure dans la courbe de charge de l'île.

Etant donné les faibles consommations de Molène en intersaison, il semble opportun de développer l'insertion de cette énergie intermittente par :

- équipements de petites toitures lors de leur renouvellement (par exemple la toiture des postes de secours qui pourraient accueillir 6 et 8 kW, ou celle de la salle omnisport qui pourrait accueillir 9 kW) pour l'étude de l'impact sur la qualité de fourniture, notamment en été, période de basse consommation et de forte production solaire.
- D'ici 2023, équipement de l'impluvium en panneaux photovoltaïques et mise en place d'un stockage centralisé pour gérer le mix énergétique de l'île, et s'affranchir de la contrainte des diesels à certains instants. L'impluvium peut accueillir 200 kWc de panneaux photovoltaïques, et un productible espéré de plus de 200 Gwh. Avec une batterie adaptée qui permettra de s'affranchir de la contrainte du diesel notamment en été, on pourrait espérer intégrer la totalité de ce productible. Il est à noter que la puissance de pointe étant atteinte l'hiver, c'est à ce moment que l'énergie photovoltaïque apportera le moins au système électrique de l'île. **Ce projet aboutirait à 20% d'énergie renouvelable dans le mix énergétique de Molène en 2023**. Les gisements complémentaires d'énergies renouvelables ne sont pas tous identifiés et **des travaux complémentaires doivent être menés pour parvenir à l'objectif de 50% d'énergie renouvelable à l'horizon 2023**.

6.5 Gestion de la demande

Concernant la gestion de la demande, il sera nécessaire :

- de développer le pilotage de la demande pour synchroniser les consommations sur la production renouvelable :
    - Avec un déploiement prioritaire des compteurs Linky en 2016 avec un accompagnement des usagers lors de la pose des nouveaux compteurs pour les sensibiliser à l'utilisation de l'électricité.
    - Avec un accompagnement des usagers (particuliers et professionnels) pour adapter leurs consommations aux périodes de production par énergie renouvelables (utilisation des lave-linges, sèche-linges, lave-vaisselles, recharge d'outils, …).
    - Avec la diffusion d'appareils chez les particuliers et les professionnels pour décaler les consommations : horloges programmables, contacteurs pour tarif heures creuses, prises programmables, …
    - Avec une évolution des heures creuses pour diminuer les rejets CO^2 et intégrer les bénéfices du stockage ou d'autres EnR

    - En améliorant la prévisibilité de la production ENR.
- de développer le stockage de l'électricité qui peut se faire :
    - par batteries
    - par les usages via les cumulus d'eau chaude sanitaire des habitants,

6.6 Renouvellement des moyens de production existants

Depuis 2011, les deux plus petits groupes de 180 et 250 kW s'approchent du nombre d'heures de fonctionnement maximal, et une étude de renouvellement est actuellement en cours pour le groupe de 180 kW. Le renouvellement du moteur de 250 kW est nécessaire en 2016, les efforts sur la MDE et les ENR n'ayant pas encore pu porter leurs fruits.

Le contrôle commande obsolète et le plus vieux groupe doivent être renouvelés en 2016 via une consultation en cours.

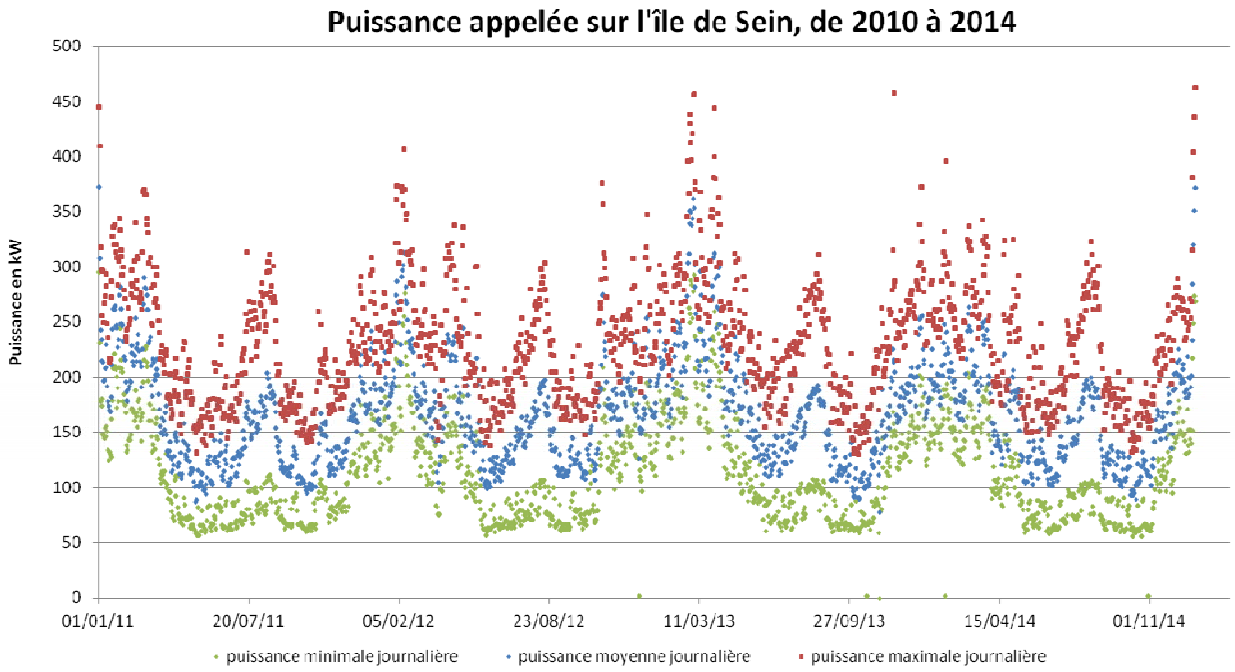
En synthèse pour Molène :

	2015	2018	2023
Consommation électrique (GWh)	1.11	1.01	0.90
Part des énergies renouvelables	0%	1 à 2%	20%

7 Sein

7.1 Evolution de la demande

Avec ses 0.58 km² et 215 habitants, Sein a consommé 1.2 GWh en 2014, stable depuis 2010. La puissance de pointe maximale de consommation du réseau a atteint 463 kW le 31 décembre 2014 mais la puissance moyenne appelée en 2014 est de 141 kW. La consommation résidentielle représente 64% des consommations et s'explique par l'importance du chauffage électrique, avec une pointe entre 20h et 23h, entre l'heure du dîner et le moment de déclenchement des chauffe-eaux. L'importante fréquentation touristique crée l'été une pointe de consommation à midi, liée à la restauration.



Courbe de charge de l'île de Sein de 2011 à 2014 (Source ERDF)

Les tableaux ci-dessous présentent l'évolution de l'énergie livrée au réseau et de la puissance de pointe sur la période 2010 - 2014.

Historique de consommation en énergie

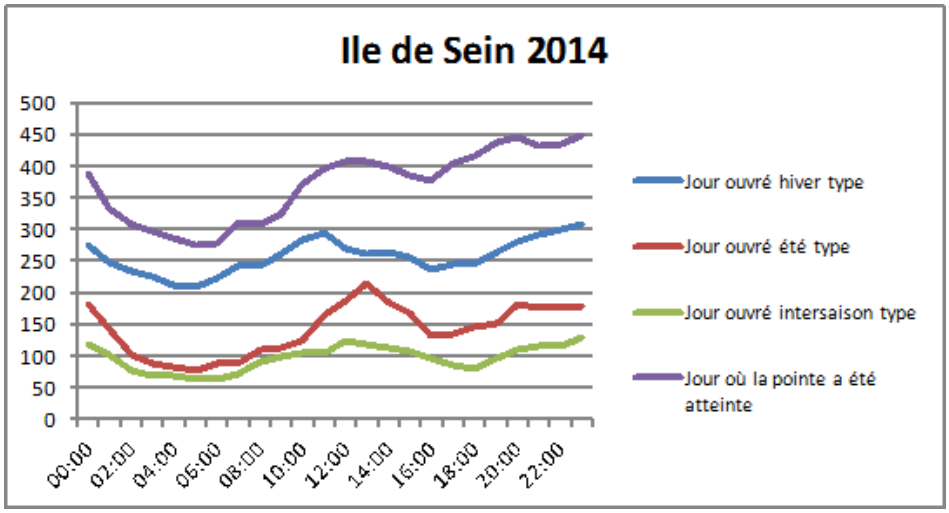
	2010	2011	2012	2013	2014	Moyenne / an
Energie nette (GWh)	**1,37**	**1,40**	**1,37**	**1,53**	**1,23**	**-1,4%**
Croissance (%)		2,6%	-2,4%	11,9%	-19,6%	
Puissance (kW)	**445**	**407**	**458**	**463**	**445**	**0%**
Croissance (%)		-9%	13%	1%	-4%	
Sites livrés	**379**	**376**	**378**	**378**	**383**	**0,2%**
Croissance (%)		-0,8%	0,5%	0,0%	1,3%	

Source EDF SEI

Comme sur les îles d'Ouessant et Molène, la consommation a une tendance à la baisse, sauf lors de saisons froides où le pic de consommation est lié au chauffage. La pointe maximale se produit autant au moment du déjeuner que dans la soirée lors du déclenchement des chauffe-eaux.

La consommation est répartie à 64% résidentielle, et 36% professionnelle (chiffres de consommation 2014).

Enfin, les profils types sur 2014 montrent des variations lentes de la consommation au sein d'une même journée. A noter une minimale de consommation pour l'intersaison, et une consommation estivale importante, liée au tourisme, très conséquent sur l'île de Sein.



Jours types sur l'île de Sein (Source EDF SEI)

7.2 Actions de maîtrise de la demande

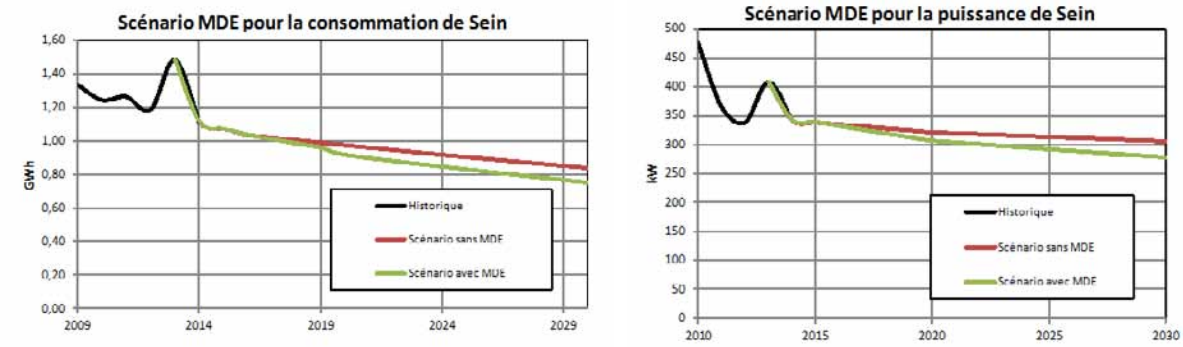
Un nouveau programme de MDE a été lancé fin 2015 et a pour objectif de réduire la consommation d'électricité de 7% (85 MWh/an) :

- 6 lampes basses consommations par logement, soit 1200 lampes pour l'ensemble de l'île
- 30% des logements équipés de dispositifs hydro économes
- Poursuite du programme de remplacement des réfrigérateurs non performants par des appareils A++ ou A+++ dans la suite de la première opération faite en 2007.
- un accompagnement à l'utilisation de ces appareils éco-efficaces
- un accompagnement sur 3 mois de 10 habitants pour réduire leurs consommations d'énergie (Trak O Watts des îles) avant d'envisager l'extension de ce programme.
- des diagnostics techniques des bâtiments communaux

Avec la rénovation de 50 logements par an, le « Programme d'Intérêt Général » (PIG) permet de financer l'isolation des logements. L'action de rénovation est estimée à 4 000 kWh économisés par an par logement.

7.3 Evolution de la consommation

Le scénario de consommation « sans MDE renforcée » présenté ci-dessous prend déjà en compte l'effet de baisse de la consommation observé depuis quelques années sur chacune des îles. Le scénario « MDE renforcée » prend quand à lui l'hypothèse d'efforts plus importants de réduction reposant notamment sur le contrat de partenariat AIP-Etat-Région. Il constitue donc l'hypothèse de référence.



Prévision de consommation sur l'île de Sein en énergie et en puissance (Source EDF SEI)

7.4 Développement des énergies renouvelables

En termes d'ENR, Sein dispose aujourd'hui de trois installations photovoltaïques pour une puissance installée totale de 14.6kW qui produit 6500 kWh par an.

Sur Sein, la mise en place d'une unité de production photovoltaïque de puissance significative entraînera une réduction immédiate de la consommation d'énergie fossile. Le site de l'écloserie de 70 kWc, pourra apporter 5 % de la consommation de l'île. La rénovation du centre nautique ajoutera 9 kWc à ce productible solaire. **Grâce à ces premiers projets, l'objectif est parvenir en 2018 à 5% d'énergie renouvelable.**

De part ses régimes de vent exceptionnels (autour de 8 m/s), l'île de Sein présente un potentiel important d'énergie éolienne, avec des facteurs de charge espérés autour de 40% (soit plus de 3500 heures de fonctionnement éolien annuel), proche des rendements des parcs offshores.

Un projet d'éolienne avec stockage pourrait répondre jusqu'à 50% de la consommation de l'île, avec une production intéressante en hiver, lorsque l'énergie photovoltaïque est moindre. Le dimensionnement pressenti de ce projet mène à l'installation de deux éoliennes de chacune 100 kWc, afin de respecter l'urbanisme de l'île et de limiter l'impact paysager et environnemental. Un stockage par batterie permettra de lisser l'énergie éolienne, mais surtout d'assurer les services systèmes adéquat afin de s'affranchir de la contrainte des diesels (régulation en tension, fréquence, gestion de l'équilibre offre demande). **Ce projet aboutirait à 50% d'énergie renouvelable dans le mix énergétique à Sein en 2023.**

Part des énergies renouvelables dans le mix	**2015**	**2018**	**2023**
Eolien avec stockage		23%	45%
Photovoltaïque	<1%	5%	5%
Total		**28%**	**50%**

7.5 Gestion de la demande

Concernant la gestion de la demande, il sera nécessaire :

- de développer le pilotage de la demande pour synchroniser les consommations sur la production renouvelable :
  - Avec un déploiement prioritaire des compteurs Linky en 2016 avec un accompagnement des usagers lors de la pose des nouveaux compteurs pour les sensibiliser à l'utilisation de l'électricité.
  - Avec un accompagnement des usagers (particuliers et professionnels) pour adapter leurs consommations aux périodes de production par énergie renouvelables (utilisation des lave-linges, sèche-linges, lave-vaisselles, recharge d'outils, …).
  - Avec la diffusion d'appareils chez les particuliers et les professionnels pour décaler les consommations : horloges programmables, contacteurs pour tarif heures

creuses, prises programmables, …
  - Avec une évolution des heures creuses pour diminuer les rejets CO^2 et intégrer les bénéfices du stockage ou d'autres EnR
  - En améliorant la prévisibilité de la production ENR.
- de développer le stockage de l'électricité qui peut se faire :
  - par batteries
  - par les usages via les cumulus d'eau chaude sanitaire des habitants,
  - par la gestion de l'eau en modulant le fonctionnement de l'osmoseur en fonction de la production ENR

En synthèse pour Sein :

Synthèse	2015	2018	2023
Consommation électrique (GWh)	1.23	1.11	0.96
Part des énergies renouvelables	<1%	28%	50%

Liberté • Égalité • Fraternité
RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

MINISTÈRE
DE L'ENVIRONNEMENT,
DE L'ÉNERGIE
ET DE LA MER

Programmation
PLURIANNUELLE DE L'ÉNERGIE

Annexes à la programmation pluriannuelle de l'énergie

LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE pour la
CROISSANCE VERTE

Table des matières

ANNEXE 1 – LES HYPOTHESES ENERGETIQUES DE LA PPE 3

2.1 LES HYPOTHESES DE LA CROISSANCE DU PIB 3
2.2 LES HYPOTHESES DES PRIX INTERNATIONAUX DES ENERGIES 4
2.3 LES HYPOTHESES RELATIVES AUX TAUX DE CHANGE 5
2.4 LES HYPOTHESES RELATIVES A LA POPULATION 5
2.5 LES HYPOTHESES RELATIVES AUX PRIX DU CARBONE 5
2.6 LES HYPOTHESES RELATIVES A L'EFFICACITE ENERGETIQUE 6
2.7 LES EVOLUTIONS DES INTENSITES ENERGETIQUES 10
2.8 LES EVOLUTIONS DES CONSOMMATIONS PAR SECTEUR 11

ANNEXE 2 - LES INDICATEURS DE LA PROGRAMMATION PLURIANNUELLE DE L'ENERGIE 13

Annexe 1 – Les hypothèses énergétiques de la PPE

L'article 176 de la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte dispose que la programmation pluriannuelle de l'énergie « *se fonde sur des scénarios de besoins énergétiques associés aux activités consommatrices d'énergie, reposant sur différentes hypothèses d'évolution de la démographie, de la situation économique, de la balance commerciale et d'efficacité énergétique* ».

La construction des scénarios s'appuie pour partie sur le travail mené dans le cadre de l'élaboration de la stratégie nationale bas carbone (SNBC).

L'exercice mené dans le cadre de la PPE présente deux différences majeures avec la SNBC :

- un horizon de temps de court terme - 2018 pour la première période de la PPE, 2023 pour la seconde période - par comparaison à l'horizon 2035 retenu dans le cadre du travail précité. Néanmoins, les objectifs fixés par la loi de transition énergétique pour la croissance verte à l'horizon 2030 ont été pris en compte pour définir les trajectoires prises au cours de cette première PPE ;
- l'existence de différents scénarios de besoins énergétiques et non d'un seul scénario de référence comme pour la SNBC. Ainsi, deux scénarios d'évolution des besoins, dénommés respectivement « scénario de référence » et « variante » ont été retenus à l'aune des critères présentés dans le chapitre relatif à la demande d'énergie permettant d'encadrer les évolutions futures qui peuvent être anticipées à ce stade.

Cette partie présente les principales différences dans les hypothèses retenues dans le cadre des deux scénarios.

Ces scénarios ayant été élaborés en 2015, les points de départ de certains indicateurs remontent à 2012, date de la dernière valeur définitive connue.

2.1 Les hypothèses de la croissance du PIB

Dans le cadre du « scénario de référence », l'évolution du taux de croissance annuel moyen (TCAM) du produit intérieur brut (PIB) de la France est fondée sur les recommandations de la Commission européenne. Elle correspond à l'hypothèse retenue dans le cadre du scénario de référence de la stratégie nationale bas carbone (SNBC).

Dans le cadre de la « variante », un taux de croissance plus élevé a été retenu. Ce taux de croissance plus élevé peut avoir plusieurs origines : une croissance plus forte de la productivité de l'économie française appuyée sur une stratégie d'investissement et d'innovation, une croissance de la population active plus forte, un contexte réglementaire et fiscal qui facilite l'éclosion de nouvelles activités, en particulier dans le domaine environnemental ou dans l'articulation industrie/services visant à répondre aux besoins des consommateurs, etc[1].

Ainsi, dans la variante, on considère des taux de croissance plus élevés, de l'ordre de 25% supérieurs par rapport au scénario de référence.

	2010-2015	2015-2020	2025-2020
Scénario de référence	0,70%	1,60%	1,90%
Variante	0,70%	2,0%	2,4%

Tableau 1 - Evolution du PIB en volume sur la période 2010 - 2025

Dans le cadre du scénario de référence, les projections sectorielles des taux de croissance annuels moyens (TCAM) de la valeur ajoutée reprennent celles utilisées dans le scénario de référence de la SNBC.

[1] Conseil d'analyse économique, *Redresser la croissance potentielle de la France*, n°16, 2014.

Dans la variante, les projections sectorielles des taux de croissance annuels moyens (TCAM) de la valeur ajoutée sont extrapolées sur la base du taux de croissance du PIB retenu dans la variante.

TCAM	2010-2015	2015-2020	2025-2020
Agriculture	0,70%	1,20%	1,40%
Métaux primaires	1,50%	2,20%	2,60%
Chimie	1,80%	2,10%	2,30%
Minéraux non-métalliques	1,10%	2,60%	2,90%
IAA	0,40%	1,20%	1,40%
Equipement	1,70%	2,30%	2,70%
Autres Industries	0,70%	1,40%	1,60%
Energie	-0,10%	1,50%	0,60%
Mines	0,00%	0,00%	0,10%
Construction	0,20%	2,50%	2,80%
Bureaux	0,50%	1,50%	1,90%
Commerces	0,10%	1,30%	1,70%
Santé	1,50%	1,40%	1,50%
Autres services	1,20%	1,70%	1,90%

Tableau 2 - Evolutions des valeurs ajoutées sectorielles désagrégées

TCAM	2010-2015	2015-2020	2025-2020
Industrie manufacturière (excl. Énergie et construction)	1,30%	1,90%	2,20%
Industrie (excl. Construction)	1,10%	1,90%	2,00%
Industrie (y c. Construction)	0,80%	2,10%	2,30%

Tableau 3 - Evolution des valeurs ajoutées agrégées

2.2 Les hypothèses des prix internationaux des énergies

Dans le cadre du scénario de référence, ont été utilisées les données communiquées par la Commission européenne dans le cadre de la réactualisation de son "scénario de référence de l'UE à 2050", mené conjointement par les DG ENER, CLIMA et MOVE fin 2015.

Dans le cadre de la variante, on considère que les prix des énergies fossiles diminuent par rapport au scénario de référence de l'ordre de 20% en 2030.

Concernant l'évolution du prix du pétrole, l'AIE précise dans son rapport « Energy outlook 2015 » que le processus d'ajustement sur le marché pétrolier est rarement fluide. Dans son scénario central, le marché s'équilibre à 80 $/b en 2020, avec une hausse des prix qui se poursuit par la suite. La demande augmente après 2020 de manière modérée en raison de prix plus élevés, des efforts pour supprimer les subventions, des politiques d'efficacité énergétique et une transition vers des combustibles alternatifs. L'AIE n'écarte pas l'hypothèse que les prix du pétrole restent faibles pendant une période plus étendue. Elle étudie un scénario « Prix du pétrole bas » dans lequel le prix du pétrole reste proche de 50 $/bl jusqu'à la fin de notre décennie, avant de revenir graduellement à 85 $/bl en 2040.

Les scénarios ont été élaborés au moment de la baisse des prix du pétrole. Il convient de rappeler que le cours du Brent s'est établi à 52 $/b en moyenne en 2015, en retrait de 47 % par rapport à 2014 (99 $/b).

	2010	2015	2018	2020	2023
Pétrole					
Scénario de référence	*60*	*50*	*63*	*74*	*78*
Variante	*60*	*50*	*54*	*56*	*61*
Charbon					
Scénario de référence	*16*	*12*	*13*	*14*	*15*
Variante	*16*	*12*	*13*	*13*	*14*
Gaz					
Scénario de référence	*37,8*	*38*	*41*	*44*	*47*
Variante	*37,8*	*38*	*39*	*40*	*41*

Tableau 4. Prix internationaux des énergies fossiles (en euros 2013 par baril équivalent pétrole)

2.3 Les hypothèses relatives aux taux de change

On a supposé identique dans le scénario de référence et la variante l'hypothèse relative à l'évolution des taux de change. L'exercice de projection est ainsi fondé sur les recommandations de la Commission européenne pour les projections de l'exercice 2014-2015, soit un taux de 1,3 $/€ maintenu constant sur toute la période de la programmation. L'appréciation de la monnaie chinoise est fixée à 20% à l'horizon 2030 (soit 6,5 CNY/€ a partir de 2030) et on considère un taux de change fixe entre pays de la zone euro et hors zone euro.

2.4 Les hypothèses relatives à la population

Dans le scénario de référence, sont reprises les projections pour la France issues de l'INSEE (INSEE, projections de population à l'horizon 2060, Insee première n° 1320, octobre 2010). Pour la variante, on reprend la variante « fécondité haute » des projections de l'INSEE.

	2015	2018	2020	2023
Scénario de référence				
Population	64 514	65 400	65 962	66 768
Nombre de ménages	28 439	29 138	29 613	30 282
Variante				
Population	64 714	65 779	66 460	67 444
Nombre de ménages	28 527	29 307	29 837	30 588

Tableau 5. Evolution de la population dans les deux scénarios (en milliers)

2.5 Les hypothèses relatives aux prix du carbone

La séquence de la taxe carbone reprend celle fixée par les points de passage au VIII de l'article 1er de la loi de transition énergétique pour la croissance verte en la linéarisant sur la période de la programmation pluriannuelle de l'énergie :
« *VIII.-Le Gouvernement se fixe pour objectif, pour la composante carbone intégrée aux tarifs des taxes intérieures sur la consommation des produits énergétiques inscrites au tableau B du 1 de l'article 265 du code des douanes, d'atteindre une valeur de la tonne carbone de 30,50 € en 2017, de 39 € en 2018, de 47,50 € en 2019, de 56 € en 2020 et de 100 € en 2030.* »
Elle est identique dans les deux scénarios.

2015	2016	2018	2020	2023
14,5	22	39	56	66,6

Tableau 6. Evolution de la valeur carbone (CO2 en euros)

Pour le prix carbone du secteur ETS, on reprend la valeur actualisée communiquée par la Commission européenne en 2015.

2015	2018	2020	2023
7,5	11,4	15	17,8

Tableau 7. Evolution du prix du CO2 dans le secteur ETS (en euros)

2.6 Les hypothèses relatives à l'efficacité énergétique

Deux séries d'hypothèses en matière d'efficacité énergétique ont été retenues :

- **le scénario de référence** est cohérent avec celui retenu dans le cadre du scénario de référence de la SNBC. Ce scénario prend en compte la mise en œuvre effective de toutes les mesures d'efficacité énergétique identifiées, dont en particulier les mesures définies dans la loi relative à la transition énergétique, mais également des actions complémentaires qui seraient nécessaires pour l'atteinte des objectifs prévus par la loi. A ce titre, ce scénario intègre par exemple l'atteinte de l'objectif de réduction de 40% des émissions de GES en 2030 par rapport à 1990 ;
- **la variante** correspond strictement à la mise en œuvre des mesures d'efficacité énergétique décidées à ce jour, dont en particulier les mesures définies par la loi de transition énergétique pour la croissance verte.

Sont présentés ci-après les principales caractéristiques communes et distinctions entre les deux scénarios d'efficacité énergétique.
Il convient de noter que de nombreuses hypothèses ont été fixées dans le cadre des travaux de modélisation relatifs à la stratégie nationale bas-carbone, ce qui explique l'affichage de données différentes des annonces ou décisions qui ont pu intervenir depuis lors.

2.6.1 Secteurs du résidentiel et du tertiaire

	Mesures et objectifs	Scénario de référence	Variante
Résidentiel			
Bâtiments neufs	**RTE 2012 (BBC)**	- à 100% à partir du 01/01/2013 pour les logements individuels - Consommations réglementaires conventionnelles - avec une modulation sur la consommation moyenne jusqu'au 01/01/2018 pour les logements collectifs	Idem
	RT 2020 (BEPOS)	A 100% sur la période	Idem
	Constructions neuves	500 000 constructions neuves/an entre 2017 et 2021 – avant entre 317000 et après 350 000 nombre de constructions neuves mais augmentation de la part de logements collectifs car construction de plus de logements sociaux (intervention des pouvoirs publics	500 000 constructions neuves/an entre 2017 et 2021 – avant entre 317000 et après 350 000 nombre de constructions neuves
Parc existant	**Aides financières à la rénovation, parc privé, CITE, Eco PTZ**	Augmentation du budget des aides en 2015 et 2016 (CITE) pour les gestes menés en 2014 et 2015.	idem

		Continuation des aides CIDD+ECO-PTZ aux conditions 2013 jusqu'en 2035.	
	Réhabilitation du parc social : Eco-Pls	Nouvelles mesures telles que l'octroi d'un prêt bonifié pour les travaux de désamiantage ont été mises en oeuvre pour favoriser l'atteinte de des objectifs. Poursuite du rythme actuel au-delà de 2020 La dynamique de rénovations est telle que la proportion de logements sociaux dans des états "modéré", "intermédiaire", "performant" est identique en 2030 que celles observées pour le parc privé.	Nouvelles mesures telles que l'octroi d'un prêt bonifié pour les travaux de désamiantage ont été mises en oeuvre pour favoriser l'atteinte de des objectifs. Poursuite du rythme actuel au-delà de 2020.
	Aides aux ménages sous plafond ANAH Habiter mieux, chèque énergie	Continuation des rénovations provoquées par un dispositif de type ANAH au cours de la période	Continuation des rénovations provoquées par un dispositif de type ANAH jau cours de la période
	Mise en place du tiers financeur	Impact sur logements collectifs soumis à obligation de travaux lors de ravalements de façades et toitures	Impact sur logements collectifs soumis à obligation de travaux lors de ravalements de façades et toitures
	Dispositifs d'accompagnement des ménages pour les travaux de rénovation énergétique PREH et CEE	Cela inclut les plateformes territoriales, le renforcement mesures du PREH), le renforcement CEE 3ème période au cours de la période : amélioration de la performance de 20% des travaux diffus et aidés au cours de la période. Dans cette hypothèse, on suppose des parcours plus « intelligents » de la rénovation, limitant le nombre de passages de rénovations successives sur un même logement (réduction des coûts)	Cela inclut les plateformes territoriales, le renforcement mesures du PREH), le renforcement CEE 3ème période au cours de la période : amélioration de la performance de 20% des travaux diffus et aidés au cours de la période
	Fonds chaleur	Doublement du fonds chaleur à 2016 et continuation au cours de la période -> pénétration supplémentaire du bois énergie dans les logements collectifs et le chauffage urbain	Doublement du fonds chaleur à 2017 et continuation jusqu'en 2035 -> pénétration supplémentaire du bois énergie dans les logements collectifs et le chauffage urbain
Tertiaire			
Bâtiments neufs	**RT2012 (BBC)**	Application jusqu'en 2020	Application jusqu'en 2020

	RT 2020 (BEPOS)	A 100% au cours de la période et en outre les nouvelles constructions publiques (bâtiments de l'Etat et des collectivités) seront exemplaires au plan énergétique et environnemental à chaque fois que possible BEPOS.	A 100% au cours de la période
Parc existant	**Aides à la rénovation**	Renforcement CEE 3ieme période 333 TWhcumac -> +43% de rénovations attribuées aux CEE par rapport au scénario efficacité énergétique n°2	Renforcement CEE 3ème période 233 TWhcumac
	Directive européenne « Patrimoine de l'Etat : efficacité énergétique »	Rénovation du parc de l'Etat. Traduction dans le modèle par un rythme de 3% par an.	Rénovation du parc de l'Etat. Traduction dans le modèle par un rythme de 3% par an.
	obligation de rénovation du parc tertiaire	Renforcement du décret d'obligation de rénovation.	Obligation de rénovation entre 2015 et 2020
	Levier comportemental et d'usage, audit énergétiques	Hypothèse utilisée : 50% des bâtiments tertiaires sont touchés en 2030 par ce levier comportemental et d'usage permettant 10% de gains de consommations sur le chauffage et la climatisation. Baisse des consommations unitaires d'électricité spécifiques de 15% par rapport à 2010.	
	Fonds chaleur	Doublement du fonds chaleur à 2016 et continuation au cours de la période -> pénétration supplémentaire du bois énergie dans le collectif tertiaire et le chauffage urbain	Doublement du fonds chaleur à 2017 et continuation jusqu'en 2035 -> pénétration supplémentaire du bois énergie dans le collectif tertiaire et le chauffage urbain

2.6.2 Secteurs des transports

	Scénario de référence	Variante
Performance des véhicules	- Véhicules particuliers : En 2030, la moyenne de la consommation unitaire des véhicules neufs est de 2 litres / 100 km (ce qui correspond à environ 50 gCO2 / km). - Poids lourds : Prise en compte de la préparation d'un règlement européen visant à imposer aux constructeurs de poids lourds des niveaux d'émission maximum par kilomètre.	- Bonus-malus : Enveloppe du malus maintenue constante jusqu'en 2035 (les seuils du malus sont ajustés en conséquence). Introduction de la prime à la conversion des anciens diesels en VE et VHR
Mix énergétique	- 15% des carburants d'origine renouvelable en 2030. - Parc de véhicules particuliers : +20% de VE et	- Directive ENR : atteinte de 9% d'ENR en 2030 dans les transports (même chose dans

	VHR par rapport à l'hypothèse d'efficacité énergétique n°2 en 2030. L'essor de l'autopartage (AutoLib') contribue à cette évolution - Déploiement des véhicules au gaz - Transport maritime : électrification à quai des navires généralisée en 2030 - Exigence pour les parcs publics de plus de 20 véhicules (<3,5 T) lors du renouvellement : au minimum 50% (Etat et établissements publics) et au minimum 20% (collectivités et leurs groupements) de véhicules propres	filières essence et gazole) - Exigence pour les parcs publics de plus de 20 véhicules (<3,5 T) lors du renouvellement : au minimum 50% (Etat et établissements publics) et au minimum 20% (collectivités et leurs groupements) de véhicules propres)
Trafics et parts modales	Développement des Lignes ferroviaires à Grande Vitesse (LGV) et des transports collectifs en site propres (TCSP) : Transports publics construits entre 2015 et 2030 : métro : 30 km, tram : 670 km, bus à haut niveau de service (BHNS) : 1100 km	Développement des Lignes ferroviaires à Grande Vitesse (LGV) et des transports collectifs en site propres (TCSP) : Transports publics urbains construits entre 2015 et 2030 : métro : 16 km, tram : 380 km, bus à haut niveau de service (BHNS) : 620 km
	Prise en compte du projet de Grand Paris	
	- Développement du télétravail - Lutte contre l'étalement urbain - Libéralisation du secteur des autocars - Prêts à 2% de la Caisse des Dépôts pour les transports propres - Augmentation du taux d'occupation des VP sous l'effet de l'essor du covoiturage, du télétravail et des plans de déplacements d'entreprises (généralisés pour les entreprises de plus de 100 salariés). - Développement des modes doux (plan vélo, plan mobilité active, indemnité kilométrique) - Réduction de la vitesse maximale sur autoroute et route nationale. - Eco-conduite - Augmentation du fret ferroviaire et fluvial pour le fret marchandise	- Développement du télétravail - Lutte contre l'étalement urbain - Libéralisation du secteur des autocars - Prêts à 2% de la Caisse des Dépôts pour les transports propres

2.6.3 Le secteur de l'industrie

	Scénario de référence	Variante
Fiscalité	ETS	ETS
Efficacité énergétique	Audits énergétiques obligatoires pour les grandes entreprises. CEE : 3ème période prolongée avec 233 TWh cumac/an entre 01/01/2015 et 31/12/2017 et de 333 TWh cumac/an du 01/01/2018 à 2035 avec un objectif d'économies de 333 TWh cumac/an (doublement par rapport à la 2ème période) - Mesures de type tiers financement qui permettraient de prendre en compte des investissements à TRI plus long - Valorisation de la chaleur fatale des industries - Augmentation des taux de recyclage	Audits énergétiques obligatoires pour les grandes entreprises. CEE : 3ème période prolongée avec un objectif d'économies de 233 TWh cumac/an (doublement par rapport à la 2ème période)
Mix énergétique	Doublement progressif du Fonds Chaleur (doublement atteint en 2016) et prolongation jus-	Doublement progressif du Fonds Chaleur (doublement

	qu'en 2035	atteint en 2017) et prolongation jusqu'en 2035

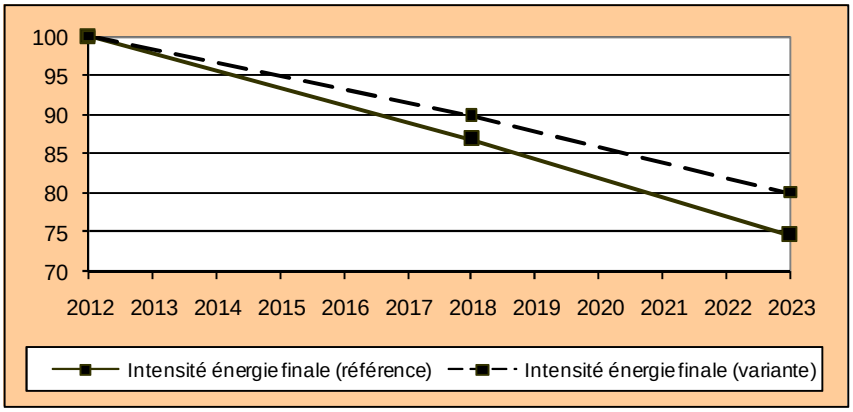
2.6.4 Le secteur de l'agriculture

Concernant le secteur de l'agriculture, il convient de souligner que les hypothèses du scénario de référence en matière d'efficacité énergétique prennent en compte non seulement les mesures décidées mais aussi l'atteinte des objectifs du projet agro-écologique comprenant le plan Ecophyto, le plan Energie méthanisation autonomie azote, le plan Ambition bio, le plan protéine végétale. En revanche, la variante ne prend en compte que la mise en œuvre des mesures déjà décidées.

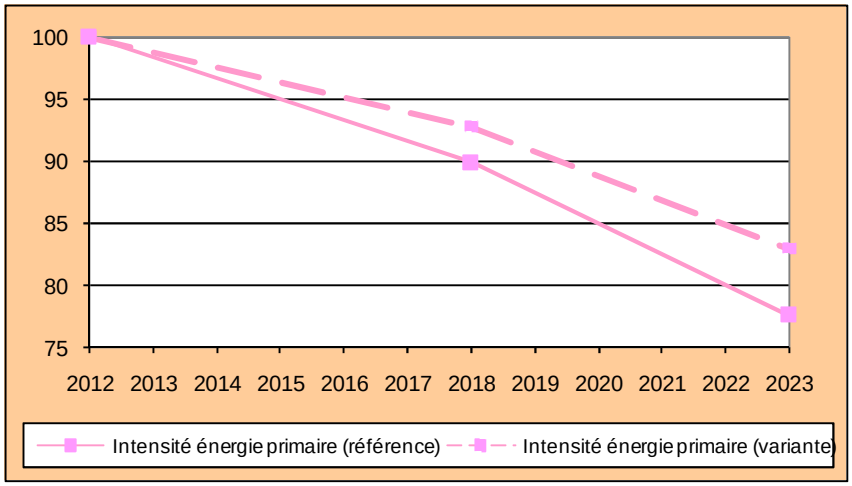
2.7 Les évolutions des intensités énergétiques

Les graphiques suivants retracent l'évolution des intensités énergétiques finale et primaire entre 2015 et 2023, en termes de PIB et par habitant, dans le scénario de référence et la variante.

L'intensité énergétique mesurée par la consommation énergétique par unité de PIB s'améliore dans le scénario de référence d'environ 25% dans le cas de la consommation finale et de 22% dans le cas de la consommation d'énergie primaire entre 2012 et 2023 contre respectivement 20% et 17% dans la variante. S'agissant de l'intensité énergétique mesurée par la consommation énergétique par habitant, il est attendu une amélioration de l'ordre d'environ 17% en énergie finale et de 13% en énergie primaire dans le cas du scénario de référence contre respectivement 9% et 5% pour le variante.



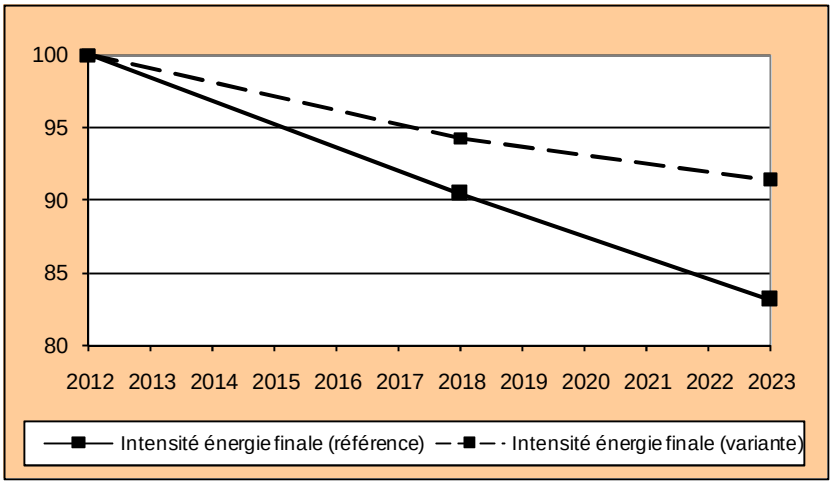
(a) Energie finale



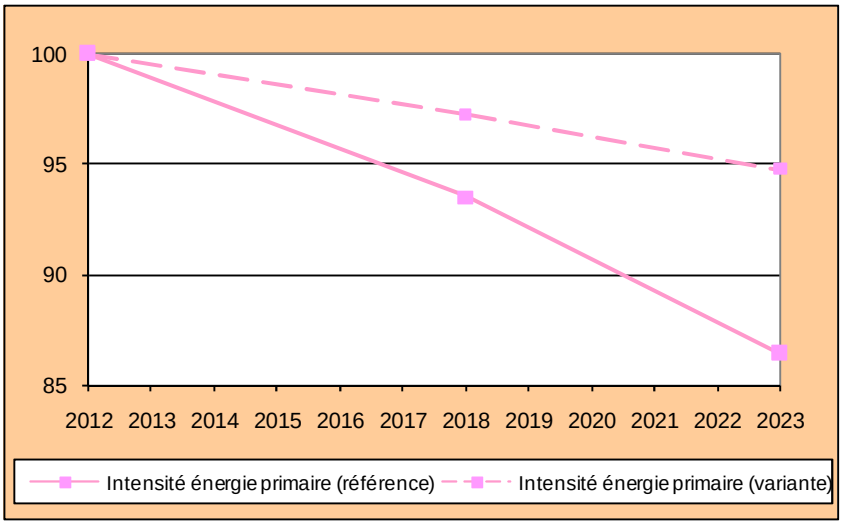
(b) Energie primaire

Figure 1. Evolution des intensités énergie primaire et finale par unité de PIB

dans le scénario de référence et la variante (base 100 = 2012)



(a) Energie finale



(b) Energie primaire

Figure 2. Evolution des intensités énergie primaire et finale par habitant dans le scénario de référence et la variante (base 100 = 2012)

2.8 Les évolutions des consommations par secteur

Par secteur, l'évolution de la consommation finale serait la suivante selon les scénarios variante et de référence retenus.

	2012	2018		2023	
		Scénario de référence	Variante	Scénario de référence	Variante
Industrie	32,5	32,7	35	31,7	35,6
Résidentiel tertiaire	69,1	61,7	62,3	56,7	60
Transport	49	46	49,4	43,4	50,1
Agriculture	4,5	3,9	4,4	3,7	4,6
Total	155,1	144,3	151,1	135,5	150,3

Tableau 8. Evolution de la consommation finale d'énergie par secteur (en Mtep)

	2012	2018		2023	
		Scénario de référence	Variante	Scénario de référence	Variante
Industrie	21%	23%	23%	23%	24%
Résidentiel tertiaire	45%	43%	41%	42%	40%
Transport	32%	32%	33%	32%	33%
Agriculture	3%	3%	3%	3%	3%
Total	100%	100%	100%	100%	100%

Tableau 9. Evolution de la consommation finale d'énergie par secteur (en % de la consommation finale d'énergie totale)

Annexe 2 - Les indicateurs de la programmation pluriannuelle de l'énergie

Liste des indicateurs de la PPE

N°	Indicateur	Définition de l'indicateur	Valeur - Objectif	Cadre juridique	Périodicité	Producteur de la donnée
1	**Consommation finale d'énergie**	Consommation énergétique finale hors soutes internationales	-20% en 2030 par rapport à 2012 131,4 Mtep en 2020	Article 3 de la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique (DEE) Article L. 100-4 du code de l'énergie	Annuelle	SOeS
2	**Consommation primaire d'énergie**	Consommation énergétique primaire hors soutes internationales	219,9 Mtep en 2020	Article 3 de la directive 2012/27/UE relative à l'efficacité énergétique (DEE)	Annuelle	SOeS
3	**Consommation primaire d'énergies fossiles**	Consommation énergétique primaire du charbon, des produits pétroliers et du gaz	- 30% en 2030 par rapport à 2012 gaz naturel : - 8,4 % en 2018 et - 15,8 % en 2023 ; pétrole : - 15,6 % en 2018 et - 23,4 % en 2023 ; charbon : - 27,6 % en 2018 et - 37 % en 2023.	Article L. 100-4 du code de l'énergie	Annuelle	SOeS
4	**Part d'énergie renouvelable dans la consommation d'énergie**	Objectif pour la part d'énergie produite à partir de sources renouvelables dans la consommation d'énergie finale brute en 2020	23% en 2020 32% en 2030	Article 4 de la directive 2009/28/CE article L. 100-4	Annuelle	SOeS
5	**Production de**	Part de l'énergie produite a partir de	38% en 2030	Article 5 de la directive	annuelle	SOeS

N°	Indicateur	Définition de l'indicateur	Valeur - Objectif	Cadre juridique	Périodicité	Producteur de la donnée
	chaleur et froid renouvelable	sources renouvelables dans le secteur du chauffage et du refroidissement : consommation finale brute d'énergie produite a partir de sources renouvelables pour le chauffage et le refroidissement divisée par la consommation finale brute d'énergie pour le chauffage et le refroidissement.		2009/28/CE Article L. 100-4 du code de l'énergie		
6	**Part d'électricité renouvelable dans la consommation**	Part des sources d'énergie renouvelables dans la consommation d'électricité : consommation finale brute d'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables divisée par la consommation finale brute totale d'électricité.	27 % en 2020	Article 5 de la directive 2009/28/CE	annuelle	SOeS
7	**Part du gaz d'origine renouvelable**	Part du gaz d'origine renouvelable dans la consommation de gaz	10 % en 2030	Article L. 100-4 du code de l'énergie		
8	**Part d'énergie consommée d'origine renouvelable dans les transports**	Part de l'énergie produite a partir de sources renouvelables dans les transports: part d'énergie finale consommée dans les transports divisée par la consommation dans le secteur des transports de 1) essence; 2) diesel; 3) biocarburants utilises dans les transports routiers et ferroviaires et 4) électricité dans les transports routiers	10% en 2020 et 15 % en 2030	Article 5 de la directive 2009/28/CE Article L. 641-6 du code de l'énergie	annuelle	SOeS
9	**Part d'électricité renouvelable dans la production**	Part des sources d'énergie renouvelable dans la production d'électricité : électricité produite par des sources d'énergie renouvelables divisée par la production brute totale d'électricité	40 % en 2030	Article L. 100-4 du code de l'énergie	annuelle	SOeS
10	**Part du nucléaire dans la production d'électricité**		50% à l'horizon 2025	Article L. 100-4 code de l'énergie	Annuelle	RTE

N°	Indicateur	Définition de l'indicateur	Valeur - Objectif	Cadre juridique	Périodicité	Producteur de la donnée
11	**Objectifs de développement des capacités d'effacement électrique en 2018 et en 2023**	Potentiel d'effacement mobilisé annuellement (hors interruptibilité et services système)	5 GW en 2018 et 6 GW en 2023	PPE	Annuelle	RTE
12	**Part de biocarburants avancés incorporés dans les carburants**	Objectifs fixés par la PPE sous conditions sur la définition du champ des produits qualifiés de biocarburants avancés	1,6 % en 2018 et 3,4 % en 2023 pour l'essence 1 % en 2018 et 2,3 % en 2023 pour le gazole.	Article L. 661-1-1 du code de l'énergie		
13	**Quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid**		Multiplier par 5 la quantité livrée par les réseaux à l'horizon 2030 par rapport à 2012, soit 1,35 Mtep en 2018, 1,9 à 2,3 Mtep en 2023.	Article L. 100-4 du code de l'énergie	Annuelle	
14	**Précarité énergétique**	Taux d'effort énergétique du revenu disponible du ménage avec un seuil de 10% et enquête logement « Au cours de l'hiver dernier, dans votre logement, votre ménage a-t-il souffert, pendant au moins 24 heures, du froid ?»				INSEE
15	**Solde du commerce extérieur en valeur des produits énergétiques correspondant à la facture énergétique**	Solde du commerce extérieur en valeur des produits énergétiques : combustibles minéraux solides (charbon et produits solides issus de sa transformation), produits pétroliers (pétrole brut et produits raffinés), gaz naturel et électricité.		Article 100-1 du code de l'énergie (« la politique énergétique réduit la dépendance aux importations »)	Annuelle	SoeS
16	**Sécurité d'alimentation en électricité**	Espérance de défaillance annuelle pour cause de déséquilibre offre-demande	Respect du critère de défaillance fixé par la PPE (3h)	PPE et article L. 141-8 du code de l'énergie	Annuelle	RTE

N°	Indicateur	Définition de l'indicateur	Valeur - Objectif	Cadre juridique	Périodicité	Producteur de la donnée
17	**Sécurité d'alimentation en gaz**	Continuité de la fourniture et de l'acheminement en gaz dans le cas d'un hiver froid tel qu'il s'en produit statistiquement un tous les cinquante ans et d'une température extrêmement basse pendant une période de trois jours au maximum telle qu'il s'en produit statistiquement une tous les cinquante ans	Respect du critère d'approvisionnement actuel	Art. R. 121-4 du code de l'énergie	Annuelle	Fournisseurs
18	**Emissions de GES de la production d'énergie**	Quantité de gaz à effet de serre émise par le secteur de la production d'énergie	Respect du plafond fixé par le budget carbone	SNBC	Annuelle	DGEC ?
19	**Taux d'interconnexion électrique**	Ratio capacité d'interconnexion sur capacité nationale	10%	Article L. 100-1	Annuelle	RTE
20	**Emplois dans les énergies renouvelables et d'efficacité énergétique**				Annuelle	Etude « Marchés et emplois liés à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables » - Ademe
21	**Charges annuelles de service public de l'électricité (hors péréquation)**	Montant de dépenses annuelles prévu pour le soutien aux énergies renouvelables, à la cogénération et au développement des effacements			Annuelle	DGEC - Direction du budget

Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer
Direction Générale de l'Energie et du Climat

Évaluation Environnementale Stratégique de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie et son volet annexé la Stratégie de Développement de la Mobilité Propre

Rapport final

20 octobre 2016

Table des matières

0. RÉSUMÉ NON TECHNIQUE DE L'EVALUATION ENVIRONNEMENTALE STRATEGIQUE DE LA PPE ET DE LA SDMP 4

1. INTRODUCTION 24

2. PRESENTATION GENERALE DE LA PPE ET DE LA SDMP 25

3. ETAT INITIAL DE L'ENVIRONNEMENT 38

4. EXPLICATION DES CHOIX RETENUS AU REGARD DES SOLUTIONS DE SUBSTITUTION RAISONNABLES 106

5. EXPOSÉ DES EFFETS NOTABLES PROBABLES DE LA MISE EN ŒUVRE DU PROGRAMME SUR L'ENVIRONNEMENT 119

6. PRÉSENTATION DES MESURES D'ÉVITEMENT, DE RÉDUCTION ET DE COMPENSATION 167

7. PRÉSENTATION DU DISPOSITIF DE SUIVI ENVIRONNEMENTAL DE LA PPE ET DE LA SDMP 186

8. PRÉSENTATION DES MÉTHODES UTILISÉES 192

Table des abréviations

ACV : Analyse de Cycle de Vie

ANSES : Agence nationale de sécurité sanitaire de l'alimentation, de l'environnement et du travail

AFSSET : Agence française de sécurité sanitaire de l'environnement et du travail (a fusionné en 2010 avec l'agence française de sécurité sanitaire des aliments - afssa pour donner naissance à l'anses)

ARF : Association des Régions de France

ASN : Autorité de Sûreté Nucléaire

BBC : Bâtiment Basse Consommation

CASI : Changement d'Affectation des Sols Indirect

CEE : Certificat d'économie d'énergie

CGDD : Commissariat Général au Développement Durable

CGEDD : Conseil Général de l'Environnement et du Développement Durable

COV : Composants Organiques Volatils

DBO : Demande Biochimique en Oxygène

DCE : Directive Cadre sur l'Eau

DEEE : Déchets d'Equipements Electriques et Electroniques

EES : Evaluation Environnementale Stratégique

EnR : Energies Renouvelables

EnR&R : Energies Renouvelables et de Récupération

GES : Gaz à Effet de Serre

GNL / GNV : Gaz naturel liquéfié / Gaz naturel pour véhicules

ICPE : Installation Classée pour la Protection de l'Environnement

INB : Installation Nucléaire de Base

LTECV : Loi relative à la Transition Energétique pour une Croissance Verte

ONPE : Observatoire National de la Précarité Energétique

PAC : Pompe à chaleur

PAMM : Plan d'Action pour le Milieu Marin

PCAET : Plan Climat Air Energie Territorial

PNGMDR : Plan National de Gestion des Matières et Déchets Radioactifs

PNRD : Plan National de Réduction des Déchets

PPA : Plan de Protection de l'Atmosphère

PPE : Programmation Pluriannuelle de l'Energie

PREPA : Plan de Réduction des Polluants Atmosphériques

R&D : Recherche et développement

SDMP : Stratégie pour le Développement de la Mobilité Propre

SNB : Stratégie Nationale pour la Biodiversité

SNBC : Stratégie Nationale Bas Carbone

SRCAE : Schéma Régional Climat Air Energie

SRCE : Schéma Régional de Cohérence Ecologique

STEP : Stations de Transfert d'Energie par Pompage

TURPE : Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité

UIOM : Usine d'Incinération des Ordures Ménagères

ZCR : Zone de Circulation Restreinte

0. RÉSUMÉ NON TECHNIQUE DE L'EVALUATION ENVIRONNEMENTALE STRATEGIQUE DE LA PPE ET DE LA SDMP

L'Evaluation Environnementale Stratégique (EES) de la PPE et de la SDMP se compose des chapitres suivants :

1. INTRODUCTION
2. PRESENTATION GENERALE DU PROGRAMME
3. ETAT INITIAL DE L'ENVIRONNEMENT
4. EXPLICATION DES CHOIX RETENUS AU REGARD DES SOLUTIONS DE SUBSTITUTION RAISONNABLES
5. EXPOSÉ DES EFFETS NOTABLES PROBABLES DE LA MISE EN ŒUVRE DE LA PROGRAMMATION SUR L'ENVIRONNEMENT
6. PRÉSENTATION DES MESURES D'ÉVITEMENT, DE RÉDUCTION ET DE COMPENSATION
7. PRÉSENTATION DU DISPOSITIF DE SUIVI ENVIRONNEMENTAL DE LA PPE
8. PRÉSENTATION DES MÉTHODES UTILISÉES

Ces différents éléments sont résumés ci-après.

1. Introduction

L'évaluation environnementale stratégique (EES) de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) et de son volet annexé la Stratégie de Développement de la Mobilité Propre (SDMP) répond aux exigences de l'article R122-20 du code de l'Environnement, et se définit comme une démarche itérative entre l'évaluateur et l'autorité en charge d'élaborer la PPE visant à assurer un niveau élevé de prise en compte des considérations environnementales dans l'élaboration et l'adoption de la programmation. Le processus d'évaluation s'est traduit par :

- l'identification des incidences probables de la mise en œuvre de la PPE sur l'environnement ;
- la caractérisation de ces incidences par leur aspect positif ou négatif, direct ou indirect, temporaire ou permanent, ainsi que leur horizon temporel ;
- et l'identification de mesures destinées à favoriser les incidences positives et éviter, réduire ou compenser les incidences négatives.

L'EES adopte une clé d'entrée par thématique environnementale. Neuf thématiques environnementales ont été retenues, et ont guidé les différentes étapes du processus d'évaluation environnementale :

Energies et changement climatique	Risques naturels et technologiques	Utilisation et pollution des sols
Ressource en eau	Qualité de l'air	Milieux naturels et biodiversité
Nuisances	Ressources et déchets	Paysages et patrimoine

Pour chacune des thématiques retenues, l'état initial de l'environnement a permis d'identifier les principaux enjeux et de mettre en avant les tendances d'évolution. Les incidences notables probables de la mise en œuvre de la PPE sur chaque thématique ont ainsi pu être évaluées au regard d'un scénario tendanciel. L'établissement d'un tel scénario de référence a tenu compte des dynamiques de planification territoriale existantes (SRCAE, SRCE, SDAGE, etc.), qui influeront sur l'évolution de l'environnement dans les années à venir, et des politiques publiques nationales actées au moment de l'élaboration de la PPE, notamment en application de la Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015 (dite Loi TECV). L'EES rend ainsi compte des plus-values ou moins-values environnementales directement attribuables à la PPE.

L'EES comprend également une analyse d'incidences de la programmation sur les sites du réseau Natura 2000, qui est élaborée concomitamment et complète l'approche générale de l'EES par une analyse spécifique des interférences de la programmation avec les sites du réseau Natura 2000.

2. Présentation générale du programme

Contexte d'élaboration et contenu de la PPE

Dans le cadre des engagements de l'Union Européenne en matière d'énergie, de climat et de qualité de l'air, la loi relative à la transition énergétique pour une croissance verte du 17 août 2015 (Loi TECV) a transcrit dans le droit français divers objectifs nationaux.

Créée par la Loi TECV, la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) est le document de référence du système énergétique français. Elle établit les priorités d'action des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie afin d'atteindre les objectifs de la politique énergétique française fixés par la loi. Elle identifie les risques et difficultés associés à l'atteinte des objectifs et hiérarchise les enjeux de l'action publique afin d'orienter les travaux des pouvoirs publics. Elle porte sur deux périodes successives de cinq ans, sauf ce premier exercice qui porte sur deux périodes de trois ans (2016-2018) puis cinq ans (2019-2013).

Les différents objectifs qualitatifs et quantitatifs que la PPE doit s'efforcer de poursuivre sont :

a) les objectifs qualitatifs :

- favoriser l'émergence d'une économie compétitive et riche en emplois grâce à la mobilisation de toutes les filières industrielles, notamment celles de la croissance verte ;
- assurer la sécurité d'approvisionnement et réduire la dépendance aux importations ;
- maintenir un prix de l'énergie compétitif et attractif au plan international et permet de maîtriser les dépenses en énergie des consommateurs ;
- préserver la santé humaine et l'environnement, en particulier en luttant contre l'aggravation de l'effet de serre et contre les risques industriels majeurs, en réduisant l'exposition des citoyens à la pollution de l'air et en garantissant la sûreté nucléaire ;
- garantir la cohésion sociale et territoriale en assurant un droit d'accès de tous à l'énergie sans coût excessif au regard des ressources des ménages ;
- lutter contre la précarité énergétique ;
- contribuer à la mise en place d'une Union européenne de l'énergie.

b) les objectifs quantitatifs de l'article L. 100-4 du code de l'énergie :

- Réduction des émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030 et division par quatre des émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050 ; cet objectif passe concrètement par le respect des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre fixés dans les budgets carbone, notamment le plafond d'émissions indicatif donné par la Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC) pour le secteur de l'énergie et les recommandations sectorielles formulées dans la SNBC ;
- Réduction de la consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport à la référence 2012, en visant un objectif intermédiaire de 20 % en 2030 ;
- Réduction de la consommation énergétique primaire d'énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à la référence 2012, [en modulant cet objectif par énergie fossile en fonction du facteur d'émissions de gaz à effet de serre de chacune] ;
- Augmentation de la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de cette consommation en 2030. En 2030, les énergies renouvelables doivent représenter 40 % de la production d'électricité, 38 % de la consommation finale de chaleur, 15 % de la consommation finale de carburant et 10 % de la consommation de gaz ;
- Réduction de la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025 ;
- Multiplication par cinq de la quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid à l'horizon 2030 ;
- L'intégration des objectifs des autres politiques publiques dans la politique énergétique (qualité de l'air, Plan National Santé Environnement, Natura2000).

La PPE constitue un outil de cadrage et de pilotage de la politique énergétique, qui doit donner une vision d'ensemble de l'évolution souhaitée du système énergétique. Elle doit définir les objectifs de sécurité d'approvisionnement et les outils pour la garantir.

La PPE contient ainsi six volets définis dans la LTECV :

- La sécurité d'approvisionnement ;
- L'efficacité énergétique et la baisse de la consommation ;
- Le développement des énergies renouvelables et de récupération ;
- Le développement équilibré des réseaux, du stockage, du pilotage de la demande ;
- La préservation du pouvoir d'achat des consommateurs et la compétitivité des prix de l'énergie ;
- L'évaluation des besoins de compétences professionnelles et d'adaptation de la formation.

Outre ces volets principaux, la PPE doit :

- Comporter un plan stratégique national de développement de la chaleur renouvelable (article 141-1 du code de l'énergie - qui sera inclus dans le volet relatif au développement des énergies renouvelables) ;

- Définir une enveloppe maximale indicative des ressources publiques de l'État consacrées à la réalisation des objectifs ;
- Préciser les enjeux de développement et de diversification des filières industrielles ;
- Comporter une Stratégie de Développement de la Mobilité Propre (SDMP) qui en constituera un volet annexé (voir infra).

Articulation avec d'autres plans et programmes

La PPE se doit d'être conforme à la Loi relative à la Transition Energétique pour la Croissance Verte du 17 août 2015. La PPE s'articule par ailleurs de façon très étroite avec les documents stratégiques nationaux suivants :

- Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC), avec laquelle la PPE doit être compatible ;
- Plan National d'Adaptation au Changement Climatique (PNACC) ;
- Plan National d'Action en matière d'Efficacité Energétique (PNAEE) ;
- Plan d'Action National en faveur des Energies Renouvelables (PAN ENR) ;
- Schéma Décennal de Développement des Réseaux (SDDR) ;
- Plan de Réduction des Emissions de Pollutions Atmosphériques (PREPA) ;
- Stratégie Nationale de la Recherche Energétique (SNRE).

Par ailleurs, certaines stratégies ayant un lien très fort avec le volet SDMP de la PPE ont été prises en compte lors de son élaboration :

- Conférence périodique pour la relance du fret ferroviaire ;
- Conférence et plan d'action pour le transport fluvial ;
- Stratégie France logistique 2025 ;
- Stratégie portuaire ;
- Stratégie ITS Mobilité 2.0 ;
- Plan d'action mobilités actives ;
- Schéma national d'orientation pour le déploiement du GNL marin.

Les travaux d'élaboration de la PPE ont également tenu compte de l'élaboration concomitante de programmes et schémas avec lesquels elle devra s'articuler :

- Programme National Forêt Bois (PNFB) ;
- Plan de Réduction des Emissions de Polluants Atmosphériques (PREPA) ;
- Stratégie Nationale de Mobilisation de la Biomasse (SNMB) ;
- Stratégie nationale de transition vers une économie circulaire ;
- Cadre national d'action pour le développement du marché relatif aux carburants alternatifs.

Il a été tenu compte au cours des travaux d'élaboration de documents avec lesquels la PPE s'articule de façon moins étroite :

- Plan National de Gestion des Matières et Déchets Radioactifs (PNGMDR) ;
- Programme National de Prévention des Déchets ;
- Stratégie Nationale pour la Biodiversité (SNB) ;
- Stratégie Nationale de Transition Ecologique pour un Développement Durable (SNTEDD) ;
- Orientations Nationales pour les Trames Verte et Bleue (ONTVB) ;
- Plan National Santé Environnement (PNSE) ;
- Plan National d'Action contre le Bruit ;
- Stratégie Nationale de Gestion des Inondations.

Enfin, la PPE s'articule avec les programmations territoriales, notamment régionales, relatives à l'environnement et à l'énergie : SRCAE-SRE, S3RENR, SRCE, SDAGE, SRADDET en particulier.

La PPE se traduira par des projets qui font l'objet de par la réglementation d'une démarche d'évaluation environnementale au travers des études d'impacts. La qualité de l'évaluation environnementale stratégique de la PPE, en anticipant les pressions environnementales permettra de contribuer à améliorer en amont la qualité environnementale des projets. Les études d'impact des projets ultérieurs pourront reprendre les éléments d'analyse de l'EES.

Présentation de la SDMP

Le Titre III de la Loi TECV « Développer les transports propres pour améliorer la qualité de l'air et protéger la santé » introduit un certain nombre d'orientations et d'objectifs relatifs à la mobilité, dans le but de limiter les consommations énergétiques du secteur des transports. L'article 40 de la loi dispose : « l'Etat définit une stratégie pour le développement de la mobilité propre » (SDMP). L'article précise par ailleurs que la SDMP est annexée à la PPE, et qu'elle concerne le développement des véhicules à faibles émissions, l'amélioration de l'efficacité énergétique du parc de

véhicules, les reports modaux, le développement des modes de transports collaboratifs, et l'augmentation du taux de remplissage des véhicules.

Les actions énumérées dans la SDMP devront permettre d'améliorer l'efficacité énergétique du secteur des transports, tout en développant le recours aux énergies renouvelables, afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques liées aux transports.

La SDMP est un document stratégique annexé à la PPE. Elle présente un état des lieux de la mobilité propre et explicite les raisons présidant au développement d'une mobilité plus durable et plus propre. La SDMP s'appuie notamment sur le cadre d'action issu de la Loi TECV et précisé dans la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC).

Tout en rappelant les démarches stratégiques déjà engagées, la SDMP développe les orientations et les actions relatives à chaque priorité identifiée par la Loi TECV :

- ► maîtriser la demande de mobilité ;
- ► développer les véhicules à faibles émissions ;
- ► fixer un cadre d'action national permettant le développement d'un marché des carburants alternatifs et le déploiement des infrastructures correspondantes ;
- ► optimiser le fonctionnement des véhicules et les réseaux existants ;
- ► améliorer les reports modaux ;
- ► développer les modes de transports collaboratifs.

La SDMP s'articule avec d'autres plans ou programmes nationaux ou régionaux portant sur les transports ou les thématiques publiques et environnementales interagissant avec les mobilités. La nature de ces articulations peut être juridique, ou simplement reposer sur une cohérence pour une meilleure prise en compte des enjeux spécifiques à ces documents au sein de la SDMP.

La SDMP s'articule avec la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC). Cette dernière définit les orientations nationales à moyen et long terme ainsi que des orientations sectorielles pour donner une cohérence d'ensemble à l'action nationale. Elle identifie également les différents leviers d'action qui devront être mis en œuvre pour concrétiser ces différentes orientations. Elle présente des objectifs chiffrés par l'intermédiaire des budgets carbone : ce sont des objectifs quinquennaux d'émissions de gaz à effet de serre qui permettent de préciser la trajectoire empruntée par la France pour atteindre ses engagements nationaux et internationaux. Le secteur des transports est identifié comme un contributeur important aux émissions de gaz à effet de serre et la SDMP doit être compatible avec les exigences de la SNBC. Les orientations majeures de la SNBC pour le secteur des transports sont :

- ► améliorer l'efficacité énergétique des véhicules (atteindre les 2 litres /100 kilomètres en moyenne pour les véhicules vendus en 2030) ;
- ► accélérer le développement des modes de ravitaillement en faveur des vecteurs énergétiques les moins émetteurs de GES : mise en place de quotas de véhicules à faibles émissions dans les flottes publiques, y compris celles des bus, stratégie de développement des infrastructures de recharge (bornes de recharge électriques, unités de livraison de gaz, etc.) ;
- ► maîtriser la demande de mobilité (urbanisme, télétravail, covoiturage, etc.) ;
- ► favoriser les alternatives à la voiture individuelle (incitations fiscales pour la mobilité à vélo).

Au-delà de l'articulation entre ces deux stratégies, la SDMP s'articule avec les plans et programmes sectoriels suivants : Conférence périodique pour la relance du fret ferroviaire, Conférence et plan d'action pour le transport fluvial, Stratégie France logistique 2025, Stratégie portuaire, Stratégie ITS Mobilité 2.0, Plan d'action mobilités actives, Schéma national d'orientation pour le déploiement du GNL marin, Cadre National d'Action pour le développement du marché relatif aux Carburants Alternatifs, Stratégie nationale de transition vers l'économie circulaire (SNTEC).

La SDMP s'articule également avec les plans et programmes à thématique environnementale suivants : Plan National d'Adaptation au Changement Climatique (PNACC), Plan National Santé Environnement (PNSE), Plan National d'Action contre le Bruit (PNAB), Stratégie Nationale pour la Biodiversité (SNB), Orientations Nationales pour les Trames Verte et Bleue (ONTVB), Plan de Réduction des Emissions de Pollutions Atmosphériques (PREPA).

Plusieurs schémas territoriaux seront influencés par la SDMP : Schéma Régional d'Aménagement, de Développement Durable et d'Egalité des Territoires (SRADDET), Schéma de développement des aires de covoiturage.

La SDMP propose par ailleurs de créer un certain nombre de stratégies spécifiques afin de préciser et d'accompagner la mise en œuvre des orientations et nouvelles actions qu'elle introduit : déploiement coordonné des aires de covoiturage, stratégie d'innovation pour les transports, développement de la route à énergie positive, expérimentation et développement du véhicule autonome.

3. Etat initial de l'environnement

L'état initial de l'environnement détaille les principales caractéristiques et dynamiques nationales au regard de chaque thématique environnementale, et met en lumière les perspectives d'évolution attendues compte-tenu des tendances observées par le passé et des plans, programmes et cadres réglementaires en place.

Il aboutit à une hiérarchisation des enjeux environnementaux du territoire métropolitain au regard de la PPE. En effet, non seulement la sensibilité propre à chaque ressource environnementale importe pour la hiérarchisation des enjeux

environnementaux, mais le niveau d'interaction de chaque ressource avec les sujets énergétiques est aussi un élément essentiel pour apprécier le niveau d'enjeu relatif à chaque thématique.

En tenant compte des risques et opportunités associés aux différentes évolutions probables du système énergétique, ont ainsi été distinguées des problématiques à fort niveau d'interdépendance avec l'évolution de l'ensemble du système énergétique et des problématiques avec un plus faible niveau d'interdépendance :

Thématique	Justification
Risques et opportunités potentiellement élevés	
Energies et changement climatique	Un objectif majeur de la LTECV est de guider l'action de la France dans la lutte contre le réchauffement climatique. Le secteur énergétique, en tant qu'émetteur de gaz à effet de serre, est particulièrement concerné par cette problématique. L'enjeu est de réussir la transition vers une économie moins dépendante des énergies fossiles tant pour la production d'électricité, de chaleur et de carburants.
Qualité de l'air et santé humaine	La qualité de l'air est un enjeu majeur aux plans environnemental et de la santé publique. On estime ainsi entre 20 000 et 40 000 le nombre de morts prématurées dues à la pollution atmosphérique chaque année en France (INSERM). Les pollutions sont en grande partie imputables au secteur énergétique par la combustion d'énergies fossiles. Si la LTECV prévoit d'améliorer la qualité de l'air par un plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques fixant des objectifs nationaux de réduction des émissions de polluants atmosphériques, la PPE doit permettre de développer une production d'énergie « propre » et de réduire la contribution du système énergétique à ces émissions.
Ressources et déchets	La gestion des ressources et des déchets représente également un enjeu considérable. La France est actuellement très dépendante des importations pour l'approvisionnement en matières premières et en ressources énergétiques. La transition énergétique doit, avec la réduction des consommations et la montée en puissance des énergies renouvelables, réduire cette dépendance et alléger la facture énergétique. Dans le même temps, le développement des filières de recyclage et de valorisation des déchets devrait permettre de réduire la consommation d'énergie du secteur, d'une part, et constituer un apport de ressources croissantes, d'autre part. Les interactions avec le secteur énergétique sont donc significatives.
Risques potentiellement élevés	
Ressources en eau	La qualité des masses d'eau et la gestion de la ressource en eau sont étroitement liées à la production d'énergie, qui est notamment le premier poste de prélèvement d'eau dans les milieux naturels (pour le refroidissement des centrales électriques principalement), bien que les usages agricoles et domestiques prédominent en termes de consommation nette. L'évolution du parc des centrales thermiques et du nucléaire sera donc à suivre avec attention de ce point de vue. L'impact des centrales de production hydroélectrique sur la qualité écologique des cours d'eau est également à prendre en considération, pour les grands barrages comme pour la production au fil de l'eau. Il est à noter que les interactions vont dans les deux sens puisque l'état des masses d'eau peut également influer sur la production électrique (débit des cours d'eau pour l'hydroélectricité, température pour le refroidissement, etc.).
Risques naturels et technologiques	Les risques naturels en France métropolitaine sont de nature variée, bien que les inondations représentent le risque le plus important. De plus, le changement climatique est susceptible d'induire des dérèglements qui devraient augmenter la probabilité d'occurrence de ces risques naturels. Les infrastructures de production d'énergie sont concernées au même titre que d'autres types d'infrastructures. Les infrastructures énergétiques sont également concernées par les risques technologiques. Ce risque est particulièrement prégnant au niveau de la filière nucléaire, du fait de la place importante qu'elle occupe actuellement en France et du niveau de criticité potentiel des incidents. Enfin, les risques naturels et technologiques se combinent parfois, pour créer ce qu'on appelle les risques « NaTech », où des aléas naturels sont responsables d'incidents technologiques. Le changement climatique induit une augmentation de ce type de risques du fait de la recrudescence des aléas naturels (tempêtes, inondations, sécheresse, etc.), et le secteur de l'énergie devra s'appuyer sur une amélioration des connaissances, des technologies et de la prévention pour pallier ce risque accru.

Biodiversité	Les pressions exercées sur la biodiversité par le secteur de l'énergie sont de diverses natures. Les principales préoccupations concernent la perturbation écologique des cours d'eau par les installations hydroélectriques ou la modification de température due au refroidissement des centrales, ce qui est déjà traité dans la partie sur la gestion de la ressource en eau. Les dispositifs de production d'énergie renouvelable, tels que les éoliennes et panneaux solaires photovoltaïques, peuvent avoir de fortes interactions avec la biodiversité. Les installations en mer, qui vont se développer, seront également amenées à interagir fortement avec les milieux marins. Les implications sur les milieux terrestres des infrastructures énergétiques constituent un enjeu lié à la continuité écologique.
Risques et opportunités potentiellement modérés	
Utilisation et pollution des sols	Plusieurs tensions s'exercent sur l'utilisation des sols, avec pour conséquence une artificialisation croissante des sols au détriment des surfaces agricoles, principalement. Une tension supplémentaire peut être apportée par l'utilisation de surface agricole utile pour la production de biocarburants, qui rentre donc en conflit avec la production alimentaire. Pour limiter ces phénomènes et préserver les ressources alimentaires, l'Union Européenne a fixé des plafonds sur la production de biocarburants. Les autres sources de production sont assez peu consommatrices de surface (y compris l'énergie solaire) et, sous réserve d'une démarche qualitative suffisante, ne devraient pas représenter un enjeu majeur de ce point de vue à l'échelle nationale.
Paysages et patrimoine	Les problématiques de préservation du patrimoine et des paysages interagissent de façon ponctuelle avec le secteur énergétique. Le principal point qui représente un enjeu est l'intégration des nouvelles infrastructures au sein des paysages, avec de nouveaux défis liés au développement des énergies renouvelables (intégration de panneaux solaires au patrimoine bâti, intégration paysagère de champs d'éoliennes ou de centrales solaires au sol, etc.).
Nuisances	Les nuisances sonores sont essentiellement liées aux transports routiers sur le territoire métropolitain. Elles sont ainsi localisées aux abords des axes routiers principaux et font l'objet d'une gestion appropriée. Parmi les autres nuisances, l'exposition aux ondes électromagnétiques constitue un point d'attention et susceptible d'évoluer dans les années à venir avec la multiplication des outils connectés et le développement des réseaux digitaux. Les nuisances olfactives potentiellement associées au développement des EnR (méthanisation en particulier) seront également à surveiller. cet enjeu peut généralement faire l'objet d'une gestion appropriée au niveau local.

Par ailleurs l'état initial de l'environnement intègre, au sein de la thématique « milieux naturels et biodiversité », une présentation des sites Natura 2000 du territoire métropolitain et de leur état de conservation actuel.

4. Explication des choix retenus au regard des solutions de substitution raisonnables

La justification des choix retenus pour établir la PPE présente les raisons pour lesquelles les alternatives possibles ont été écartées, notamment au regard des incidences environnementales potentielles. L'ensemble des choix effectués pour établir le projet de PPE ont tenu compte des composantes environnementales, et ont visé à sélectionner le meilleur compromis possible entre considérations environnementales, économiques et sociales.

Sont rappelés ci-dessous les principaux motifs ayant conduit au choix du mix énergétique défini par la PPE, ce choix constituant l'un des piliers essentiels de la PPE et pour lequel cette dernière dispose d'une marge de manœuvre importante. D'autres choix structurants de la PPE, notamment au regard de la sécurité d'approvisionnement ou de la maîtrise de la demande, sont traités plus en détail dans le rapport complet d'EES.

- Dans le cadre des objectifs des objectifs nationaux et européens en matière énergie climat, la réduction de la consommation finale et de la consommation primaire d'énergies fossiles et le développement rapide des énergies renouvelables sont considérés comme prioritaires.
- Les objectifs quantitatifs définis pour les différentes énergies renouvelables ont été définis en s'appuyant sur les objectifs fixés au niveau européen et au niveau national par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (augmentation de la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de cette consommation en 2030 ; avec en 2030 une part de 40 % de la production d'électricité d'origine renouvelable, de 38 % de la consommation finale de chaleur renouvelable, de 15 % de la consommation finale des transports d'origine renouvelable et 10 % de la consommation de gaz d'origine

renouvelable), et ont tenu compte des projections haute et basse en matière de demande afin d'établir des projections réalistes.

- Pour certaines filières (biomasse-électricité, éolien offshore), la PPE a retenu des objectifs de développement plus faibles que les perspectives qui avaient pu être exprimées par les acteurs de la filière. De tels choix s'expliquent par la prévalence de critères environnementaux : la biomasse-chaleur a été privilégiée par rapport à la biomasse-électricité qui présente des rendements moins importants, dans un souci d'efficacité ; les objectifs de développement de l'éolien offshore et des énergies marines ont quant à eux tenu compte des contraintes de faisabilité actuelles, des incertitudes existantes au regard des potentielles incidences environnementales de la filière et des coûts élevés de la filière.
- Les possibilités de développement limitées de l'hydroélectricité, aujourd'hui prépondérante dans le mix électrique renouvelable, impliquent d'accélérer fortement le développement des autres énergies renouvelables.

Les choix opérés par la SDMP résultent de plusieurs facteurs :

- **un processus de concertation.** Un atelier « Energie et Transport » a été conduit le 11 mai 2015 afin de présenter la PPE aux différentes parties prenantes, ainsi que les autres textes directeurs qui influencent le développement des transports (SNBC, PREPA, etc.). Cet atelier a notamment permis d'exposer et de débattre des scénarios élaborés dans le cadre de la LTECV qui président aux orientations prises dans la SDMP. Certains domaines spécifiques de la mobilité ont été abordés, tels que le fret, la demande d'hydrocarbures, les carburants à base de gaz, l'électromobilité, etc. Un second atelier « Stratégie de développement de la mobilité propre » s'est déroulé le 15 décembre 2015. Il avait pour objectif de présenter le document d'initialisation de la SDMP, les scénarios de mobilité envisagés et les orientations retenues, et de recueillir les remarques et points d'attentions formulés par les parties prenantes sur ces différents sujets. Par ailleurs, la SDMP rassemble des orientations prises par des documents stratégiques qui lui sont antérieurs. Il est important de souligner que les orientations et les actions qui découlent de ces différents textes ont été soumises à une concertation préalable, dans le cadre d'élaboration de ces documents stratégiques. Ces ateliers et échanges ont permis de discuter des mesures engagées par la SDMP sur chaque levier stratégique, en tenant compte des enjeux environnementaux, économiques et sociaux associés. La tenue de ces consultations en amont du processus a permis d'intégrer la vision des parties prenantes dès le début de l'élaboration du document et ainsi de concilier l'horizon politique visé avec les réalités de l'offre de mobilité. Enfin, le comité de suivi de la PPE a été l'occasion d'associer les parties prenantes à l'élaboration de la SDMP ;
- une intégration environnementale tout au long du processus d'élaboration de la SDMP avec la prise en compte des considérations économiques et sociales. L'EES a permis, tout au long de l'élaboration de la SDMP, d'intégrer la dimension environnementale au cours des différentes étapes de définition des orientations et objectifs de la SDMP. L'articulation entre le processus d'élaboration de la SDMP et l'EES a suivi les mêmes itérations que l'articulation entre PPE et EES. Cette intégration s'est faite en prenant également en compte les dimensions économiques et sociales du système des transports. En effet, ce dernier est au cœur de multiples enjeux socio-économique (accès aux services et aux différentes fonctions urbaines, création de valeur et d'emplois, lien social, etc.). Il doit permettre de satisfaire les besoins de mobilité tout en intégrant des logiques d'accessibilité spatiale et économique, de confort et de sécurité, de limitation des nuisances et de prélèvement des ressources, et enfin de contribution à la lutte contre le changement climatique. Le bon fonctionnement et le développement du système de transport doivent contribuer à la compétitivité et à l'équilibre du territoire. Les transports jouent un rôle structurant sur l'aménagement du territoire et la connexion du territoire aux grands axes du commerce international. Les enjeux sociaux et économiques de ce secteur sont donc avérés et incitent à intégrer des paramètres de vulnérabilité économique et de sécurité de l'approvisionnement dans l'équation de mobilité.
- **l'inscription des choix dans un cadre fixé par la loi et les stratégies préexistantes.** Il est nécessaire de rappeler que les choix ayant conduit aux orientations et actions formulées dans la SDMP s'inscrivent dans un cadre déjà précisé par les différentes stratégies préexistantes. De ce fait, la valeur ajoutée de la SDMP tient dans la mise en cohérence des différentes programmations existantes ou en cours de programmation. En février 2015, suite à la conférence environnementale de 2014 et à la table ronde des transports qui s'y est tenue, une feuille de route avait été présentée, proposant plusieurs mesures concernant le secteur des transports. En 2015, la LTECV a défini des objectifs, ainsi que de nombreux outils et dispositifs concrets à mettre en œuvre pour la transition énergétique dans le secteur des transports tandis que la SNBC identifie des leviers stratégiques afin de tendre à la réalisation des objectifs fixés par la loi. La SDMP détaille donc les actions concrètes qui permettront d'atteindre les objectifs fixés par la LTECV, dans le cadre des leviers stratégiques identifiés par la SNBC. Elle rassemble pour cela les mesures déjà engagées dans le cadre d'un certain nombre de stratégies, plans d'action et programmes sectoriels qui préexistent à la SDMP, par exemple dans le domaine de la logistique, du fret, de la mobilité active, de la mobilité connectée, etc. La SDMP permet donc de mettre en cohérence ces différents documents sectoriels et d'inscrire leurs orientations stratégiques dans une démarche commune. Elle complète donc les démarches déjà engagées, et propose d'élaborer d'autres stratégies sectorielles afin de soutenir la mise en œuvre des actions suggérées dans ces domaines. Les actions supplémentaires envisagées concernent, entre autres, le covoiturage, la multimodalité, les transports en commun, la route à énergie positive et les véhicules autonomes. Ces actions sont distinguées sous forme d' « actions nouvelles » dans le rapport de la SDMP.
- **La maîtrise de la demande comme une orientation stratégique.** La SDMP place la maîtrise de la demande comme une orientation stratégique pour le développement de la mobilité propre. L'activation des leviers de maîtrise de la demande doit permettre de favoriser de nouveaux comportements impliquant une tendance baissière de la consommation d'énergie, des émissions de gaz à effet de serre des transports, et des autres nuisances et pressions environnementales associées aux transports. La maîtrise de la demande est ainsi vue comme un levier fondamental pour la limitation des incidences environnementales associées aux transports. Sa combinaison avec le

développement de solutions alternatives moins polluantes doit permettre d'accentuer les gains d'efficacité environnementale attendus.

- **un objectif de diversification des solutions de mobilités et des carburants.** En complément des mesures de maîtrise de la demande, la SDMP agit sur l'offre de mobilité par le développement des carburants alternatifs et des modes de transport doux ou collectifs.

5. Exposé des incidences notables probables de la mise en œuvre du programme sur l'environnement

Incidences générales de la programmation

Les incidences notables de la programmation ont été analysées au regard de chacune des 9 thématiques environnementales retenues, et en comparaison aux tendances identifiées en l'absence de PPE dans l'état initial de l'environnement. Le résumé de cette analyse est présenté ci-dessous et s'accompagne d'une représentation visuelle synthétique. L'analyse des incidences a tenu compte du droit applicable en matière de développement des projets, en particulier des études d'impact exigées pour les différents types de projets.

Une incidence globalement positive de la PPE sur le changement climatique, du fait principalement du développement des énergies renouvelables et de la maîtrise des consommations

Des orientations en faveur des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique à l'origine d'une réduction de l'intensité des émissions des GES, et favorisant le respect des budgets carbone fixés par la SNBC

Après deux décennies de croissance, la consommation finale énergétique de la France (corrigée des variations climatiques) a cessé d'augmenter à partir de 2001, atteignant un premier palier autour de 160 Mtep par an, traduisant tout à la fois les mutations de l'économie française et l'efficacité des politiques publiques en faveur de l'amélioration de l'efficacité énergétique de la France. A partir de 2009, du fait de la crise économique notamment, la consommation finale d'énergie à des fins énergétiques a baissé. Elle se situe en 2014 à 150 Mtep. Cela a eu pour conséquence une baisse des émissions de GES tous secteurs confondus.

La PPE envisage deux scénarios d'évolution des besoins énergétiques, scénario de référence de la PPE et une Variante. Il est à noter qu'en fonction du scénario qui sera réalisé, les incidences de la PPE pourront varier de manière significative. On s'attend toutefois à une incidence positive sur le changement climatique dans la mesure où la PPE prévoit d'accélérer le développement des énergies renouvelables en substitution des énergies fossiles, tout en prévoyant des actions de maitrise de la demande venant conforter le cadre national d'action à ce sujet. Parallèlement, dans un contexte de réduction de la part de l'énergie nucléaire, la PPE affirme la priorité au développement des effacements et de la flexibilité du système électrique pour assurer la sécurité de l'approvisionnement, avant le recours au développement de nouvelles centrales thermiques de pointe. La PPE combine une réduction de la consommation d'énergies fossiles avec le développement des énergies renouvelables en capacité de s'y substituer et contribuer donc à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. L'incidence des filières du bois-énergie et des biocarburants sur le changement climatique est plus incertaine dans la mesure où l'empreinte carbone des filières dépend des ressources et des modes de production. Des études complémentaires seront nécessaires pour identifier précisément l'incidence de ces filières sur le changement climatique. Enfin, l'intégration progressive de carburants alternatifs sur le marché de la mobilité permettra de réduire l'usage de combustibles fossiles et ainsi de maitriser les émissions de GES liées aux transports.

Les estimations quantitatives montrent qu'à horizon 2023, les émissions de GES issues de la production d'énergie totale (incluant les émissions issues de la production d'électricité, ainsi que de la consommation de gaz, de pétrole et de charbon sur le territoire métropolitain) seraient de l'ordre de 241 MtCO2eq en fourchette basse et 272 MtCO2eq en fourchette haute. A l'horizon 2030, les émissions de GES s'élèveraient 198 MtCO2eq en fourchette basse et 255 MtCO2eq en fourchette haute[1]. Si l'on rapporte les budgets carbone prévus par la SNBC aux seules émissions liées à la production d'énergie, les émissions issues de la production d'énergie dans le cadre des scénarios haut et bas de la PPE permettraient de se situer dans une fourchette [-10% - +10%] par rapport aux budgets carbone correspondants (cf. figure 45 et note méthodologique détaillée au chapitre 8). A l'inverse, dans cette même perspective de comparaison (budgets carbone rapportés à la seule production d'énergie), le scénario tendanciel étudié ne permettrait pas de respecter les budgets carbone.

Ces premières estimations démontrent l'incidence positive de la PPE sur les émissions de GES comparativement à une trajectoire tendancielle, et **soulignent également l'importance de mettre tous les moyens nécessaires en œuvre afin de tendre vers une trajectoire de consommation basse, en agissant, au-delà de la composition du mix électrique et énergétique, sur la maîtrise de la demande.**

Une maîtrise de l'empreinte carbone du territoire métropolitain permise par l'accélération des énergies renouvelables et la maîtrise de la demande

Au-delà des émissions directes de gaz à effet de serre, d'autres facteurs vont influer sur l'efficacité de la PPE à lutter contre le réchauffement climatique. Ainsi, la question de l'empreinte carbone globale, qui est parfois considérée comme un indicateur plus pertinent que les seules émissions directes, se fait de plus en plus présente dans les débats, et. A l'heure

[1] Le calcul détaillé conduisant à ces estimations est présenté au chapitre 8 (présentation des méthodes utilisées).

actuelle, la France est exportatrice nette d'électricité vers ses voisins européens. Son mix de production électrique étant peu carboné, ces exportations ont une influence plutôt positive sur les émissions indirectes de ses voisins dont les mix électriques sont davantage carbonés. Les statistiques de l'Agence Internationale de l'Energie montrent par exemple que le mix électrique français est aujourd'hui 4 fois moins carboné que le mix européen moyen[2] et, bien que des objectifs de développement des énergies renouvelables soient fixés au niveau européen, cet écart important devrait perdurer dans les années à venir[3].

Dans ce contexte, le développement des énergies renouvelables en France métropolitaine constitue une priorité pour éviter toute construction de centrale thermique, ou que le pays ne se retrouve importateur net d'électricité, important alors une électricité globalement plus carbonée produite à partir de moyens thermiques dans les pays voisins. Si cela n'aurait pas d'incidence sur les émissions directes en France, l'empreinte carbone globale de l'électricité consommée sur le territoire serait alors dégradée, et l'efficacité de la PPE à lutter contre le changement climatique pourrait être remise en question. Les mesures de la PPE visant à favoriser le développement des EnR et la maîtrise de la demande devraient donc non seulement contribuer à l'atteinte des objectifs de réduction des émissions territoriales, mais également permettre de maîtriser l'empreinte carbone de la consommation d'énergie métropolitaine.

Dans une perspective plus large, la réduction du recours aux énergies fossiles dans les différents secteurs, en lien avec l'objectif de réduction de 30% de la consommation primaire d'énergies fossiles fixé par la LTECV, contribuera à diminuer l'empreinte carbone de la France. Ceci est particulièrement valable pour le secteur des transports, fortement dépendant des importations de produits pétroliers.

Une évolution des stocks de carbone dans les sols difficilement prévisible et qui devra faire l'objet de mesures de précaution et d'études approfondies dans les prochaines années pour optimiser le bilan carbone des filières biomasse-énergie

Le développement de la filière bois-énergie représente un enjeu significatif en matière d'émissions de gaz à effet de serre. La forêt française représente un puits carbone considérable qui a permis de stocker, sur la période 2005-2011, environ 62 Mt CO_2/an - soit plus de 12% des émissions de GES annuelles nationales en moyenne sur la période[4]. Le développement de la filière bois-énergie, associé au développement de la filière bois dans son ensemble, devrait générer une augmentation des prélèvements en forêt. Le bilan carbone de la filière dépend des stockages de carbone dans les sols, dans les écosystèmes et dans les produits bois, ainsi que des effets de substitution engendrés par l'usage évité d'autres ressources (ressources fossiles pour la production d'énergie notamment) et matériaux. Les modes d'exploitation de la forêt et d'utilisation de la ressource bois peuvent contribuer positivement au caractère de puits carbone de la filière dans son ensemble.

Certaines bonnes pratiques avec des retours positifs rapides ont été identifiées et sont soulignées par l'évaluateur dans ses recommandations. Leur respect devrait permettre d'éviter une hausse notable des émissions de GES à court terme, et d'anticiper les mesures à prendre à long terme pour valoriser au mieux les stocks de carbone dans les forêts.

Des mesures prises en faveur de la mobilité propre porteuses de potentiels bénéfices pour le émissions de GES et de polluants atmosphériques

Le secteur des transports est un contributeur majeur aux émissions de GES nationales. En 2013, il était responsable de l'émission de 136Mt CO_2eq, soit 28% des émissions nationales (contre 22% en 1990). De même pour les émissions de polluants atmosphériques : le secteur des transports représente 16 % des émissions nationales de particules fines PM10, 19 % des émissions de particules PM2,5 et 59 % des émissions d'oxydes d'azote NOx, avec toutefois de grandes disparités en fonction des territoires, puisque les émissions des transports représentent par exemple 30 % des émissions de PM2,5 en région Ile-de-France,58 % dans Paris, et une proportion bien moindre en zones rurales. Les zones les plus touchées par les phénomènes de pollution atmosphérique sont donc également les plus peuplées et celles où la capacité d'action de la SDMP est la plus importante.

Ces tendances à la hausse pour les émissions du secteur des transports sont à comparer aux évolutions à la baisse des émissions globales en France pendant la même période. Cela s'explique notamment par la grande inertie du secteur, et l'étalement urbain considérable observé dans le même temps, qui l'ont emporté sur les gains d'efficacité significatifs réalisés sur les véhicules neufs. La combinaison des différents volets de la SDMP permet de mettre en application les orientations de la LTECV et de s'orienter vers les objectifs de la SNBC en la matière :

- Concernant le **report modal**, pour le transport de voyageurs, l'État encourage le report modal du véhicule individuel vers le transport ferroviaire, les transports collectifs routiers et les transports non motorisés. Pour le transport de marchandises, l'État accorde, en matière d'infrastructures, une priorité aux investissements de développement du ferroviaires, des voies d'eau et des infrastructures portuaires. La SDMP rappelle ces orientations, et propose des actions complémentaires. Les reports modaux qui en découleront devraient permettre de réduire, à moyen ou long terme, les émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques. Il est cependant difficile de quantifier le volume des reports modaux qui découleront de ces actions. En effet, les comportements des particuliers et les choix des transporteurs demeure indirecte et inscrite dans un horizon de long terme.
- Le développement des pratiques de **transport collaboratif** (autopartage et covoiturage) préconisé par la SDMP permet d'optimiser l'utilisation des véhicules particuliers. Les émissions de GES et de polluants atmosphériques pourront être réduits par les leviers suivants : amélioration du taux de remplissage des véhicules, baisse du taux de possession de véhicules particuliers et réduction de la part modale de la voiture individuelle qui diminuent le nombre de kilomètres parcourus. De plus, la plupart des véhicules en autopartage en trace directe sont électriques, ce qui

[2] AIE, mars 2014, émissions de CO_2 issues de la production d'électricité en 2011. France : 61 g CO_2 / kWh, UE 28 : 352 g CO_2 / kWh.
[3] Aujourd'hui, plus de 75% de la production d'électricité est issue de l'énergie nucléaire en France, contre 27% en moyenne en Europe.
[4] Source : Etat de l'environnement en France en 2014 (MEDDE)

entraîne un effet de substitution permettant la réduction des émissions. Ces dispositifs peuvent être déployés relativement rapidement et devraient permettre d'obtenir des résultats à court terme.

- Les mesures d'**optimisation des infrastructures et réseaux existants** contribueront à limiter les émissions à différents niveaux. Tout d'abord, les mesures visant à améliorer le taux de remplissage des véhicules devraient permettre de réduire le nombre de kilomètres parcourus. Certains aménagements urbains peuvent inciter au report vers des moyens de transport peu polluants, fluidifier le trafic ou réduire les émissions par la baisse des vitesses limites. Cependant, la plupart de ces mesures sont à l'état d'expérimentation en France et n'auront des incidences notables qu'à moyen terme.
- Le développement des **véhicules à faible émission** et des **carburants alternatifs** seront également un facteur de réduction des émissions de GES et de polluants atmosphériques. En effet, les véhicules électriques et hybrides5, ainsi que les véhicules fonctionnant au gaz naturel véhicule (GNV)6 ou à l'hydrogène7) sont très peu émetteurs de polluants atmosphériques, et leurs émissions de gaz à effet de serre, bien que variables, sont plus faibles que celles des véhicules à combustion thermique traditionnels. L'amélioration de l'efficacité énergétique des véhicules thermiques (objectif de la consommation moyenne de carburant des véhicules mis sur le marché d'ici 2030 fixé à 2L/100km) permettra de réaliser des économies de consommation de carburant et ainsi de réduire les émissions.
- Enfin, la **maîtrise de la demande** vise à réduire ou stabiliser les besoins de mobilité, et par conséquent les consommations énergétiques qui y sont associées. Il s'agit d'un enjeu stratégique qui doit permettre de réduire les émissions de GES et de polluants atmosphériques, tout en réduisant les coûts associés et en se créant des marges de manœuvre pour piloter les autres axes de la stratégie.

Une incidence potentiellement positive sur la qualité de l'air, compte-tenu de l'évolution du mix énergétique, de l'amélioration des équipements de production et des mesures de la SDMP et sous-réserve d'une vigilance particulière pour le déploiement et le renouvellement des filières bois-énergie, combustion des déchets et bio-carburants

L'évolution globale du mix énergétique devrait conduire à ce que la PPE ait une incidence notable positive sur la qualité de l'air, en permettant d'éviter des émissions de substances polluantes liées à un recours accru aux énergies fossiles.

Dans ce cadre d'évolution globalement favorable, deux points d'attention sont cependant soulignés par l'évaluateur. Ils font l'objet de mesures spécifiques (cf. chapitre 6, recommandation 8), qui visent à anticiper et éviter d'éventuelles incidences négatives.

Le développement du recours au bois-énergie est susceptible d'avoir des incidences négatives sur la qualité de l'air. En effet, c'est une source d'énergie potentiellement émettrice de polluants atmosphériques, dont les particules fines (notamment pour les foyers ouverts traditionnels). Les émissions atmosphériques associées au bois-énergie dépendront de la nature des équipements choisis qui doivent être particulièrement peu émetteurs et du rythme de renouvellement des équipements polluants par des équipements moins émetteurs. Par ailleurs, il faut souligner que les chaufferies biomasse dans le collectif, le tertiaire et l'industrie sont pour la plupart soumises à la législation des installations classées qui fixe des normes de rejet atmosphérique, et que les aides du fonds chaleur dont elles peuvent bénéficier sont conditionnées à la mise en place de traitement et d'atteinte d'objectifs de rejet parfois plus contraignants que la réglementation applicable. Par ailleurs, les connaissances sur les émissions liées à la filière des biocarburants sont encore insuffisantes pour déterminer l'incidence exacte que le développement de cette filière aura sur la qualité de l'air.

La qualité de l'air représente un enjeu de santé publique majeur à l'échelle nationale et, à ce titre, les phénomènes de concentration des pollutions atmosphériques dans certains territoires ne constituent pas de simples enjeux locaux et doivent retenir l'attention du régulateur. Les mesures préconisées par l'évaluateur visent ainsi le renforcement de certaines exigences dans les zones particulièrement concernés par la pollution atmosphérique.

Enfin, l'incidence des mesures prises au sein du volet mobilité propre de la PPE devrait être globalement positive (cf. supra).

Des conflits d'usage à anticiper sur l'utilisation des sols, à l'origine d'enjeux essentiellement locaux et concentrés sur les territoires soumis à une forte pression foncière

La montée en puissance dans les prochaines années des énergies renouvelables dans le système énergétique français coïncidera avec une décentralisation progressive du système énergétique et va nécessairement remettre en question l'organisation des territoires et les modes de gestion de l'espace.

Le développement de certaines filières d'énergies renouvelables pourrait se faire en concurrence avec d'autres filières, notamment pour l'utilisation des sols. En particulier, le photovoltaïque au sol et le développement des biocarburants conventionnels (ainsi que certains biocarburants avancés impliquant des cultures dédiées) sont susceptibles de créer une tension sur les ressources en espace, ce qui peut être source de conflits d'usage avec les filières agricoles, sylvicoles, ou même la construction de logements dans certains territoires à forte pression foncière. Il est donc prévu des mesures spécifiques au sein de la PPE afin d'anticiper d'éventuels conflits d'usage en cadrant l'utilisation des sols et en limitant l'utilisation des terres arables, dont l'usage est prioritairement réservé à l'agriculture.

5 ADEME, 2012, Elaboration selon les principes des ACV des bilans énergétiques, des émissions de gaz à effet de serre et des autres impacts environnementaux induits par l'ensemble des filières de véhicules électriques et de véhicules thermiques aux horizons 2012 et 2020.

6 ADEME, Juin 2005, Les technologies des véhicules lourds et les émissions de gaz à effet de serre associées

7 DGEC, 2012, Rapport sur l'industrie en 2011 -Hydrogène et piles à combustibles

- Utilisation des sols liée au développement du solaire photovoltaïque : Les estimations basées sur les projections de la PPE pour la filière photovoltaïque montrent que la consommation d'espace correspondante (sur la base de deux hypothèses de 1 ha/MW et de 3 ha/MW) pourrait représenter de l'ordre de 4 658 ha à 13 974 ha à horizon 2018 et de 11 325 ha à 33 974, au maximum, à horizon 2023 (estimations en fourchette haute), soit une multiplication par 8 à horizon 2023 des surfaces actuellement occupées par les centrales au sol[8]. Le résultat correspondrait à moins de la moitié des surfaces en friches estimées par l'ADEME, et à moins d'un quart des sols liés à des activités humaines hors agriculture (chantiers, bâtiments, travaux publics, carrières, décharges, terrains vagues)[9]. Il convient de souligner qu'une partie de ces équipements pourra être installé sur des installations existantes (parkings, toitures, etc.)[10].
- Utilisation des sols associée au développement des biocarburants : concernant la filière biocarburant, la directive 2015/1513 fixe un plafond pour les biocarburants conventionnels au niveau national. Les dispositions de la PPE, qui favorisent les biocarburants avancés, devraient permettre d'éviter de nouveaux besoins en surfaces agricoles pour le développement des biocarburants.

Les orientations de l'État en matière de report modal, ainsi que le développement des transports collaboratifs et des carburants alternatifs pourraient conduire à la création d'infrastructures nouvelles sur le territoire national, qui seront susceptibles d'avoir des incidences ponctuelles sur les paysages, l'utilisation des sols et la biodiversité. Parallèlement, il est nécessaire de tenir compte des opportunités d'amélioration associées à la SDMP relativement aux paysages, aux sols et à la biodiversité. La réorganisation des territoires nécessaire à la maîtrise de la demande et au report modal offre l'opportunité d'une pacification des paysages et des environnements urbains. L'accès de la population à des paysages de proximité de qualité pourrait ainsi être renforcé. Plus généralement, la maîtrise de la demande de mobilité limite les besoins en infrastructures routières, consommatrices d'espace et sources potentielles de modification des paysages.

De potentielles pressions sur les ressources et la gestion des déchets à moyen terme, à anticiper dès à présent

La durabilité des filières renouvelables conditionnée à l'anticipation de leurs incidences sur les ressources et matériaux stratégiques

Le développement des énergies renouvelables est susceptible d'induire un recours accru à certaines ressources spécifiques, particulièrement certains métaux rares comme l'indium, le sélénium ou le tellure utilisés pour une partie des panneaux photovoltaïques à haut rendement. Le développement des moyens de stockage innovants de l'énergie pourra lui aussi conduire à une pression supplémentaire sur certains matériaux stratégiques, qu'il convient d'anticiper dès à présent. Les mesures préconisées par l'évaluateur visent en ce sens à anticiper la structuration de filières de recyclage adaptées et à favoriser l'éco-conception des dispositifs ainsi que la recherche sur les technologies innovantes les moins intensives en ressources (voir chapitre 6, recommandation 3). De même, bien que limitant la dépendance énergétique de la France envers les hydrocarbures traditionnels, le développement des mobilités alternatives entraînera l'émergence d'enjeux d'approvisionnement pour de nouvelles ressources spécifiques. Il apparaît donc indispensable que des filières de recyclage et de récupération se mettent en place pour accueillir les véhicules en fin de vie, afin de maximiser les potentiels de récupération de ces ressources stratégiques. De manière plus générale, la transition vers une mobilité durable nécessitera la gestion de déchets provenant de diverses sources et qui devra être anticipée : grands projets d'infrastructures entraînant des travaux, réduction prévue du parc automobile particulier pouvant entraîner une augmentation temporaire du volume de déchets automobiles.

Des déchets nucléaires et liés au démantèlement à gérer dans le temps

En fonction du calendrier d'évolution du parc des centrales nucléaires se posera la question du démantèlement et de la production de déchets correspondante. Compte tenu de la durée des travaux de démantèlement et des caractéristiques des différentes filières de gestion des déchets nucléaires, l'incidence environnementale d'une anticipation de l'arrêt de certains réacteurs doit être suivie avec attention.

Cet enjeu constitue l'une des priorités du Plan National de Gestion des Matières et Déchets Radioactifs (PNGMDR) : ce plan, qui fera l'objet d'une évaluation environnementale stratégique, permettra d'améliorer progressivement, y compris sur le plan environnemental, la gestion des déchets nucléaires.

Un accroissement des pressions sur les ressources en biomasse à éviter, en veillant à articuler la PPE avec la SNMB

Des conflits d'usage pourraient émerger concernant l'utilisation de la biomasse pour les différentes filières énergétiques concernées (bois-énergie, biogaz, biocarburants) et les filières traditionnelles (agriculture, sylviculture, construction). Si ces problématiques sont gérées et anticipées dès maintenant, le développement des EnR et des carburants alternatifs permettra en retour de diminuer la dépendance de la France à l'importation d'énergies fossiles. De plus, la PPE devrait permettre d'améliorer la sécurité d'approvisionnement pour de nombreuses énergies. C'est le cas avec le développement du gaz d'origine renouvelable. Les moyens dédiés à cette question seront détaillés dans la stratégie nationale de mobilisation de la ressource biomasse avec laquelle la PPE devra s'articuler (voir chapitre 2 pour l'articulation de la PPE avec la SNMB).

8 La méthodologie d'estimation est détaillée au chapitre 8 « présentation des méthodes utilisées ».
9 Les sources utilisées pour ces comparaisons sont détaillées dans l'état initial de l'environnement, dans la section relative à l'utilisation des sols.
10 Voir également l'étude "Évaluation macroscopique du potentiel photovoltaïque mobilisable au sol dans le sud de la France", CEREMA, janvier 2016.

Des incidences localisées sur les milieux naturels et la biodiversité qui devront faire l'objet d'un suivi attentif au niveau national

La modification du mix énergétique, inscrite dans la PPE, aura pour conséquence une réorganisation du système de production énergétique sur le territoire. Le développement des énergies renouvelables induit un système de production d'énergie largement décentralisé qui engendre des enjeux localisés au regard des territoires et de la biodiversité. Si les incidences sur la biodiversité varient selon les énergies, elles pourraient, dans certains cas, être négatives si elles n'étaient pas pilotées en amont des projets. Cette démarche impliquera non seulement des efforts au niveau local mais aussi de mener ou de poursuivre des études approfondies sur les impacts de chaque filière et d'intégrer les retours d'expérience des projets développés. S'agissant des infrastructures énergétiques, une attention particulière sera portée à la question des continuités écologiques.

Des considérations paysagères à intégrer dans les processus de décision et de concertation

Le développement des EnR, notamment de l'éolien et du solaire, est susceptible de modifier durablement les paysages, du fait de l'incidence visuelle des parcs développés. Il sera donc nécessaire de s'assurer de la bonne prise en compte des considérations paysagères dans le développement des parcs, notamment car ils conditionnent la faisabilité des projets au niveau local. Des modifications des paysages peuvent également être associées à l'exploitation des forêts, utile notamment à la filière bois-énergie. Une anticipation de ces évolutions peut permettre de concilier l'exploitation des forêts avec un entretien des paysages et un maintien de la biodiversité en évitant l'enfrichement des parcelles et la fermeture des milieux.

Les incidences ponctuelles liées aux infrastructures de transports, en lien avec la SDMP, devront également être anticipées (cf. supra).

Une incidence neutre de la PPE sur les masses d'eau, à condition de favoriser le maintien d'une production hydroélectrique respectueuse des milieux aquatiques et d'anticiper les risques liés au développement de la géothermie

Du fait de l'intégration de dispositifs visant à restaurer la qualité écologique des cours d'eau dans le cadre de rénovations des installations hydroélectriques existantes (arrêté tarifaire applicable aux rénovations jusqu'à fin 2015, renouvellement des concessions hydroélectriques), et d'une orientation prioritaire des développements de capacité vers les seuils existants pérennes, la PPE pourrait contribuer à l'amélioration de l'état des masses d'eau. Le développement des nouvelles installations fait l'objet d'une attention particulière par les procédures d'autorisation administratives. La bonne prise en compte de la fonctionnalité des milieux aquatiques constitue un enjeu essentiel pour permettre le maintien de capacités hydroélectriques importantes, qui contribuent à la flexibilité du système électrique et sont de nature à favoriser l'intégration des énergies renouvelables dans ce système.

Le développement de la géothermie pourrait quant à lui conduire à une déstabilisation ou une pollution des masses d'eau souterraines ; ces incidences devront faire l'objet d'une attention à l'échelle locale des projets et de travaux de recherches approfondis au niveau national (voir chapitre 6).

Des incidences sur les risques naturels et technologiques à surveiller attentivement mais qui ne devraient pas, à court terme, représenter un enjeu notable

Les risques naturels et technologiques font respectivement l'objet de stratégies de gestion spécifiques. Les orientations prévues par la PPE ne devraient pas, compte-tenu des dispositifs et réglementations applicables en la matière, conduire à une hausse des risques associée aux dispositifs de production et infrastructures énergétiques à court terme.

Toutefois, l'accroissement des aléas climatiques à long terme suppose d'améliorer la connaissance et les mesures de prévention des risques induits par ces aléas. Ces derniers pourraient fragiliser les réseaux de transport et de distribution de l'énergie. Dans la mesure où la PPE envisage le maintien d'un niveau important de capacités nucléaires ainsi que la possibilité de nouvelles capacités, il conviendra d'anticiper les enjeux des interactions entre risques climatiques et risques nucléaires.

Les décisions de prolongation du fonctionnement des réacteurs nucléaires existants sont du ressort de l'Autorité de sûreté nucléaire, et les risques associés seront évalués dans ce cadre.

Concernant les risques associés aux transports, les mesures prises par la SMDP devraient tendre à limiter ces risques : diminution des besoins de mobilité par rapport à un scénario tendanciel, mesures d'optimisation permettant de réduire le nombre de kilomètres parcourus, incitation au report modal vers les moyens de transports moins risqués et entraînant une moins grande exposition du public (en favorisant le ferroviaire et le fluvial par rapport au routier, les transports en communs à la mobilité individuelle), meilleure gestion des flux de matières dangereuses.

Cependant, le développement de carburants alternatifs sera responsable de l'émergence de risques spécifiques, qui devront faire l'objet d'une gestion appropriée au niveau des infrastructures concernées. L'hydrogène carburant et le GNV, s'ils ne sont pas intrinsèquement plus dangereux que les carburants traditionnels, présentent des enjeux de sécurité propres qu'il convient de prendre en compte tout au long de la chaîne d'approvisionnement, de la production jusqu'au consommateur.

Une incidence globalement positive sur les nuisances sonores par l'apaisement du cadre de vie urbain et périurbain

La SDMP dispose de leviers pour agir sur les nuisances sonores et maximiser les potentiels bénéfices sur l'environnement sonore. A ce titre, les mesures préconisées devraient conduire à une diminution des nuisances sonores au sein des agglomérations et à proximité des grands axes de circulation, grâce à la maîtrise de la demande, au développement des transports collaboratifs, au report modal vers les transports en commun ou les mobilités douces, ou encore aux mesures d'optimisation permettant d'augmenter le taux de remplissage des véhicules.

L'incidence des autres volets de la PPE sera, en revanche, globalement négligeable, bien que des risques au niveau local soient à anticiper. Certaines filières énergétiques renouvelables sont susceptibles de générer des nuisances localisées : bruit et nuisances électromagnétiques associés au fonctionnement des éoliennes, odeurs liées aux installations de méthanisation, etc. Les preuves scientifiques accréditent un niveau d'incidence négligeable de ces phénomènes, à condition que les projets se développent dans le respect des réglementations applicables (études d'impacts, respect de la distance de 500 m des habitations pour les éoliennes) et en concertation avec les territoires concernés.

Des incidences transfrontières neutres

A l'instar de l'analyse au plan domestique, une incidence notable au niveau transfrontière résulte de deux paramètres : un niveau d'enjeu initial fort à l'échelle du territoire étudié (qualité environnementale importante au niveau du territoire), couplé à une atteinte à la qualité environnementale en question à cette échelle. Ainsi, un impact sur l'environnement peut être qualifié de « notable » lorsque le maintien de cette caractéristique environnementale apparaît important pour le territoire étudié et lorsque le plan/schéma/programme porte atteinte au maintien de la qualité environnementale.

- Les enjeux en termes d'empreinte carbone et d'émissions territoriales des Etats membres liés aux imports / exports d'énergie sont les suivants :
  - Incidence négative potentielle : une hausse des émissions de GES et des émissions de polluants atmosphériques dans les pays voisins (Allemagne, Italie, Grande-Bretagne) pourrait se produire en cas de diminution des importations d'électricité (décarbonée) depuis la France. En fonction de l'évolution du parc nucléaire en France et de la montée des énergies renouvelables, les Etats membres pour couvrir leurs besoins en électricité pourraient recourir à une électricité produite à partir de sources fossiles (gaz ou charbon, en Grande-Bretagne ou en Allemagne). Par ailleurs, un besoin d'importer de l'électricité de nos voisins, en moyenne nettement plus carbonée que l'électricité produite en France, pourrait apparaître.
  - Incidence positive potentielle : diminution de l'empreinte carbone des pays voisins du fait de l'exportation d'une énergie plus propre depuis la France.
- Les enjeux en termes de fonctionnalité écologique et climatique des forêts des autres Etats membres liés aux imports de biomasse sont les suivants :
  - Incidence négative potentielle : Déstabilisation des écosystèmes et des systèmes de puits de carbone des pays voisins du fait d'une mobilisation accrue de la biomasse (principalement bois) de ces pays afin de couvrir les besoins en ressources pour alimenter les installations énergétiques biomasse installées en France.

A ce stade, l'occurrence de telles incidences est faible et incertaine :

- L'évolution des capacités électriques installées ainsi que les efforts de maitrise de la demande conditionneront les évolutions des imports/exports.
- De même sur le bois, la possibilité des importations est incertaine en raison de la mise en œuvre de la stratégie de mobilisation de la biomasse et des schémas régionaux de la biomasse. Par ailleurs, il convient de rappeler que les règles du fonds chaleur prévoient que le recours au bois d'importation doit être étudié au cas par cas pour résoudre un problème ponctuel de conflit d'usage. L'importation doit être définie de façon temporaire, limitée en volume, après s'être assuré que des moyens ont été donnés pour mobiliser les biocombustibles disponibles dans l'aire d'approvisionnement et avoir fait l'objet d'un bilan environnemental (type ACV ou un bilan comparatif avec la région Française pour les pays limitrophes). De plus, le bois importé doit provenir à 100% de forêts gérées durablement (PEFC, FSC…).

Dans tous les cas, des études de suivi pourront être menées au cours de la PPE.

Par ailleurs, l'évolution de l'approvisionnement énergétique français est de nature à influer sur les émissions atmosphériques associées à la production d'énergie sur le territoire national, et pouvant alors induire des incidences à l'origine de modifications de la qualité de l'air des pays voisins, du fait de la nature transfrontalière des principaux polluants atmosphériques.

La politique communautaire en place au sujet de la pollution atmosphérique transfrontière, via la Directive 2001/81/CE du 23 octobre 2001 fixant des plafonds d'émission nationaux pour certains polluants atmosphériques (concernant le SO_2, les Nox, COV, NH_3 et particules), internalise déjà le sujet des pollutions atmosphériques transfrontières, en fixant des plafonds nationaux des principaux polluants à l'échelle des différents Etats Membres de l'Union Européenne. Dans le cadre de l'application de cette politique, la mise en place des objectifs et orientations de la PPE ne devrait par conséquent pas conduire à de nouvelles pollutions transfrontières.

Enfin, les éventuelles incidences transfrontières associées au développement des réseaux électriques, gaziers ou pétroliers ainsi que des nouvelles unités de production d'électricité (dont nucléaire) ont vocation à être analysées dans le cadre de chacun des projets susceptibles d'impliquer des incidences transfrontalières, dans le respect des conventions internationales applicables en la matière.

Analyse des incidences Natura 2000

L'évaluation des incidences a pour but de vérifier la compatibilité d'une activité avec les objectifs de conservation du ou des sites Natura 2000. À la différence de l'évaluation environnementale, l'évaluation des incidences Natura 2000 ne porte pas sur les effets de la programmation sur l'environnement dans son ensemble. Elle est ciblée sur l'analyse de ses effets sur les espèces animales et végétales et habitats d'intérêt communautaire qui ont présidé à la désignation des sites Natura 2000.

L'analyse conduite conclut qu'aucune incidence notable sur les sites du réseau Natura 2000 n'est identifiée à ce stade en lien avec la mise en œuvre de la PPE. Cependant, aucun site du réseau Natura 2000 ne peut être écarté face à d'éventuelles incidences futures, et non identifiées à ce stade, liées à la mise en œuvre au niveau local de projets précis répondant aux objectifs globaux de programmation de la PPE. Les études environnementales préalables aux projets devront, le cas échéant, prendre en considération tout impact potentiel direct ou indirect sur un site Natura 2000 à proximité directe ou indirecte du lieu d'implantation du projet.

	Conclusions de l'état initial de l'environnement			Conclusions de l'analyse d'incidences et mesures E/R/C proposées		Incidence sans prise en compte des mesures
Thématique	Sensibilité	Tendances d'évolution	Degré d'interdépendance	Incidence avec prise en compte des mesures	Principales mesures de l'EES	
Energies et changement climatique	● ● ●	↗		+	1, 2, 8, 12, 13, 15, 16, 19, 20, 22, 23, 25	+
Risques naturels et technologiques	● ●	↘		+	11, 15, 18, 21, 22, 24	+/-
Milieux naturels et biodiversité	● ● ●	↘		+/-	4, 5, 6, 7, 10, 16, 21, 23, 24	-
Utilisation et pollution des sols	● ● ●	↘		+/-	7, 10, 11, 12, 21, 24	-
Ressource en eau	● ● ●	↗		+/-	4, 11, 12, 16, 17	+/-
Qualité de l'air et santé humaine	● ● ●	→		+	1, 2, 8, 12, 13, 15, 16, 17, 22, 23, 25	+/-
Ressources et déchets	● ●	↗		+/-	1, 3, 9, 12, 13, 14, 19, 20, 22	-
Nuisances	●	→		+	5, 20	+
Paysages et patrimoine	● ●	↘		+/-	5, 6, 7, 10, 21, 24	-

Tableau 1 : Représentation synthétique des incidences de la PPE et des principales recommandations proposées.

6. Présentation des mesures d'évitement, de réduction et de compensation

Lorsque des incidences potentiellement négatives ou incertaines ont été identifiées, des mesures d'évitement, de réduction ou de compensation ont été définies. Les mesures préconisées visent en priorité à éviter les incidences négatives notables identifiées tout en permettant à la PPE de remplir les objectifs définis par la Loi TECV. En complément des mesures d'évitement proposées, et lorsque cela est nécessaire, des mesures de réduction sont définies. Il n'a pas été nécessaire de définir de mesure de compensation à l'échelle de la PPE. Ce type de mesures pourra être défini aux échelons inférieurs (exemple : échelle des projets), selon les cas et en fonction de la nature des incidences identifiées, et lorsque la mise en place de mesures d'évitement ou de réduction sera insuffisante ou impossible à l'échelle considérée.

Le résumé des mesures préconisées est présenté ci-après :

Maîtrise de la demande	
1. Maximiser les incidences positives de la PPE sur l'environnement et limiter ses incidences négatives, à travers la priorité donnée à des orientations ambitieuses en termes de maîtrise de la demande	
Développement des filières renouvelables et de récupération	
2. Favoriser le développement des ENR afin d'éviter le recours à des moyens de production thermique fossile supplémentaires **3.** Anticiper les incidences du développement des énergies renouvelables en matière de production de déchets et de pression sur les ressources (éolien et photovoltaïque)	
Hydroélectricité	**4.** Eviter les incidences négatives des centrales hydroélectriques existantes et nouvelles sur la qualité écologique des milieux aquatiques
Eolien terrestre	**5.** Eviter et réduire les incidences potentielles du développement éolien sur la biodiversité, les paysages et les nuisances
Energies marines	**6.** Anticiper et éviter les éventuelles incidences négatives liées au développement des énergies marines sur la biodiversité et les paysages
Electricité d'origine solaire	**7.** Réduire les incidences du développement du solaire photovoltaïque sur les sols, la biodiversité et les paysages
Bois-énergie	**8.** Eviter une hausse des émissions de GES et des pollutions atmosphériques associées à la filière bois énergie **9.** Eviter les potentiels conflits d'usages sur la biomasse relatifs à la filière bois énergie **10.** Eviter que l'exploitation forestière en vue d'approvisionner la filière bois-énergie ne conduise à une détérioration des milieux et des paysages forestiers ou bocagers
Géothermie	**11.** Eviter que le développement de la géothermie ne soit à l'origine de pressions supplémentaires sur les masses d'eau souterraines, les sols et les sous-sols
Biocarburants	**12.** Adopter une vision intégrée de la production de biocarburants et favoriser le développement des biocarburants les plus vertueux du point de vue environnemental
Déchets	**13.** Anticiper les incertitudes liées à la généralisation de la valorisation des déchets tout en maximisant le potentiel de la filière
Gaz renouvelable	**14.** Favoriser le développement du gaz renouvelable, tout en l'inscrivant dans des conditions optimales du point de vue de l'environnement
Sécurité d'approvisionnement	
Parc thermique à combustible fossile	**15.** Eviter les potentielles incidences négatives associées au maintien des moyens de production thermique fossile
Produits pétroliers	**16.** Améliorer la performance énergétique et environnementale de la production des produits pétroliers
Nucléaire	**17.** Réduire les possibles pressions sur les milieux aquatiques et rejets atmosphériques associés à l'évolution du parc nucléaire **18.** Maitriser les risques technologiques associés à l'évolution du parc nucléaire **19.** Optimiser la gestion des déchets nucléaires à court, moyen et long termes
Gaz non renouvelable	**20.** Assurer et favoriser l'accélération de la transition entre l'usage de gaz non renouvelable et l'usage de biométhane
Infrastructures de réseaux et de stockage	
Réseaux électriques	**21.** Eviter et réduire les potentielles incidences négatives du développement des réseaux sur la biodiversité, les paysages, les sols et l'exposition aux risques naturels
Stockage	**22.** Eviter que le développement du stockage de l'énergie ne soit à l'origine d'une accentuation des pressions sur les matériaux stratégiques et sur le système de gestion des déchets
Effacement	**23.** Maximiser l'effet de levier de l'effacement sur l'atténuation du changement climatique et la diminution des pressions environnementales

Réseaux de gaz et de pétrole	**24.** Eviter et réduire les potentielles incidences négatives du développement des réseaux et stockages souterrains sur la biodiversité, les paysages, les sols, le sous-sol et l'exposition aux risques naturels ou technologiques
Réseaux de chaleur et de froid	**25.** Maximiser l'effet de levier du développement des réseaux de chaleur sur les émissions de GES et polluants atmosphériques

Ces mesures ont vocation à faciliter ou à encadrer en amont la réalisation des projets associés à la PPE comme le souligne la note méthodologique sur les préconisations relatives à l'évaluation environnementale stratégique (CGDD en partenariat avec le CEREMA, série Références, mai 2015).

Concernant le volet SDMP de la PPE, les mesures préconisées sont les suivantes :

Maîtrise de la demande de mobilité

1. Maximiser l'effet de levier de la SDMP sur la maîtrise de la demande afin de tendre vers un scénario de consommation basse compatible avec les objectifs fixés par la SNBC.

Développement des véhicules à faibles émissions

2. Maximiser les bénéfices du déploiement des véhicules à faibles émissions sur le changement climatique, la qualité de l'air et les nuisances

3. Renforcer la connaissance des impacts locaux du déploiement des véhicules à faibles émissions en termes d'émissions de polluants atmosphériques en intégrant à l'échelle de certains projets une approche combinée climat-air-énergie-transport.

4. Eviter que le développement des véhicules électriques et hydrogène ne soit à l'origine d'une accentuation des pressions sur les matériaux stratégiques et sur le système de gestion des déchets.

Développement du marché des carburants alternatifs

5. Renforcer les connaissances existantes sur l'efficacité énergétique des véhicules à hydrogène, notamment en fonction des modes de production de l'hydrogène. Des travaux de recherche et développement pourront être menés sur ce sujet, et intégrés dans la stratégie nationale de la recherche pour l'énergie instaurée par la LTECV.

6. Eviter l'émergence de risques spécifiques avec le déploiement progressif des installations d'hydrogène et de GNV en l'accompagnant de mesures de sûreté appropriées, telles que décrites dans le guide dédié de l'ADEME. En particulier, l'ensemble des acteurs impliqués doivent être instruits aux mesures de sûreté et consignes de gestion de l'hydrogène, de l'usager aux services de secours chargés d'intervenir en cas d'incident.

7. Minimiser les incidences des infrastructures de charge et de ravitaillement pour les carburants alternatifs sur l'utilisation des sols et les paysages.

8. Maximiser les incidences positives du développement des carburants alternatifs sur les risques et les nuisances.

Optimisation des véhicules et réseaux existants

9. Maximiser les bénéfices associés à l'optimisation des réseaux et systèmes logistiques.

10. Capitaliser sur les retours d'expérience des initiatives pionnières de nouvelles techniques d'optimisation des réseaux :

11. Conduire une étude sur les bénéfices attendus des véhicules autonomes et notamment sur les bénéfices liés à l'accidentologie, à la qualité de l'air et à la fluidification du trafic.

12. Anticiper les besoins en ressource énergétique liés au développement de la mobilité électrique. A l'horizon de la prochaine PPE, les besoins liés aux systèmes de gestion dynamique du trafic et de gestion intelligente des mobilités devront être intégrées dans les projections de consommation électrique, ces besoins étant susceptibles d'augmenter fortement. Une étude précise sur les besoins engendrés par la mobilité intelligente pourrait être conduite à cet effet.

Amélioration des reports modaux

13. Maximiser les volumes des reports modaux afin d'optimiser l'effet positif de la PPE sur le changement climatique.

14. Limiter l'incidence du développement des infrastructures nécessaires à l'amélioration des reports modaux sur les ressources et déchets. Les chantiers de développement d'infrastructure pourraient faire l'objet de Chartes chantiers responsables afin de planifier la gestion et la valorisation des déchets, ainsi que l'utilisation raisonnable des ressources.

15. Conduire une étude approfondie afin d'évaluer précisément l'impact de l'augmentation du trafic fluvial et portuaire sur la qualité écologique des milieux aquatiques fluviaux et maritimes.

Développement des modes de transport collaboratifs

16. Maximiser et optimiser le déploiement des transports collaboratifs, en travaillant sur la complémentarité entre les différentes

solutions de mobilité. Afin de maximiser l'adoption des systèmes mis en place, il convient d'avoir une vision d'ensemble du service rendu à l'utilisateur.

17. Eviter ou réduire les potentielles incidences négatives du développement des aires de covoiturage sur l'utilisation des sols, la biodiversité et les paysages.

7. Présentation du dispositif de suivi environnemental de la PPE

L'identification d'indicateurs de suivi des incidences notables doit permettre de vérifier, après l'adoption de la PPE et de la SDMP, la correcte appréciation des potentielles incidences défavorables identifiées au cours de l'évaluation. Dans le cadre de cette première itération de la PPE (2016-2018), la mise en place d'un système de suivi des incidences sera particulièrement utile pour contribuer au suivi et à l'amélioration des éventuelles révisions suivantes. Le système de suivi doit en effet permettre de poser les bases d'une amélioration continue de la PPE pour les périodes suivantes.

Thématiques environnementales	Libellé de l'indicateur
Energies et changement climatique	1. Rythme d'installation des compteurs linky
	2. Rythme d'installation des compteurs Gazpar
	3. Réalisation des audits énergétiques
	4. Émissions sectorielles de GES
Qualité de l'air	5. Emissions des principaux polluants atmosphériques
Milieux naturels et biodiversité	6. Innovations technologiques permettant de concilier énergies renouvelables et biodiversité
	7. Retours d'expérience territoriaux en matière de développement des énergies renouvelables
	8. Gestion durable des forêts privées
	9. Proportion de surfaces forestières en aires protégées
Ressource en eau et milieux aquatiques	10. Obstacles à l'écoulement des cours d'eau liés à la production d'électricité
	11. Retours d'expérience concernant la géothermie
Utilisation et pollution des sols	12. Superficies occupées par les installations photovoltaïques au sol
	13. Surface totale de cultures dédiées aux biocarburants
Ressources et déchets	14. Consommation de bois destinée à la production de bois-énergie
	15. Taux pression exercée par la filière bois-énergie sur la ressource bois
	16. Quantité de déchets issus d'installations éoliennes à démanteler
	17. Quantité de déchets issus de panneaux solaires à démanteler
	18. Déchets des dispositifs de stockage d'énergie
	19. Valorisation énergétique des déchets
	20. Valorisation du biométhane
	21. Taux de recours relatifs à des projets d'installations énergétiques ayant trait au paysage ou aux nuisances

Des indicateurs sont également proposés pour le suivi du volet SDMP de la PPE :

Thématiques environnementales	Libellé de l'indicateur
Energies et changement climatique Qualité de l'air	**1.** Émissions de GES pour le secteur des transports, par mode de transport
	2. Emissions de polluants principaux atmosphériques
	3. Intensité carbone moyenne du parc de véhicules français
	4. Suivi de la qualité de l'air pour les zones pilotes de déploiement des carburants alternatifs
	5. Retour d'expérience des ZCR annoncées
	6. Déploiement des infrastructures de recharge pour carburants alternatifs
Milieux naturels et biodiversité	**7.** Suivi des schémas d'aires de covoiturages
Ressource en eau et milieux aquatiques	**8.** Suivi de la biodiversité aquatique des voies navigables
Utilisation et pollution des sols	**9.** Part de surfaces agricoles utiles consacrée à la production de biocarburants
Ressources et déchets	**10.** Consommation de bio-GNV par rapport à la consommation de GNV totale
	11. Diversification du mix énergétique des transports
	12. Déchets des batteries électriques
Risques naturels et technologiques	13. Suivi du nombre d'accidents dans le transport de matières dangereuses par mode de transport
Nuisances	14. Evolution de la perception des sources de nuisances sonores

8. Présentation des méthodes utilisées

L'exercice d'évaluation environnementale stratégique dont le présent rapport rend compte a été réalisé conformément aux dispositions de l'article R. 122-20 du Code de l'environnement issu du décret n° 2012-616 du 2 mai 2012 relatif à l'évaluation de certains plans et documents ayant une incidence sur l'environnement.

Déroulement de l'évaluation et échanges itératifs avec les rédacteurs de la programmation

Un Comité de Pilotage de l'EES de la PPE a été mis en place, étant composé des représentants des différents bureaux de la DGEC du MEEM, du Bureau Natura 2000 du MEEM, du bureau de l'évaluation environnementale du CGDD, du Cerema et de l'ADEME. En parallèle du Comité de Pilotage, dont les conclusions ont permis de structurer l'évaluation, l'analyse des incidences a été réalisée au fur-et-à-mesure de la définition des orientations et des ambitions de la PPE permettant d'alerter en continu les rédacteurs de la programmation sur d'éventuelles incidences environnementales notables à

anticiper, et d'affiner progressivement la prise en compte de l'environnement dans la programmation au fil de son élaboration.

Approche générale d'évaluation

Une clé d'entrée par thématique environnementale

Le travail d'évaluation s'est fondé sur l'utilisation d'une clé de lecture selon neuf thématiques environnementales, élaborée en fonction des spécificités de la PPE et du secteur énergétique, et des dispositions de l'Article R122-20 du Code de l'environnement définissant l'exercice d'EES et stipulant les enjeux environnementaux à prendre en considération. Les neuf thématiques suivantes ont été retenues :

Energies et changement climatique	Risques naturels et technologiques	Utilisation et pollution des sols
Ressource en eau	Qualité de l'air	Milieux naturels et biodiversité
Nuisances	Ressources et déchets	Paysages et patrimoine

Ces neuf thématiques ont constitué le fil conducteur de l'évaluation. Elles constituent une base indispensable pour pouvoir comparer un état initial à un état final, et une situation tendancielle à une situation avec programmation. Elles constituent également une clé d'entrée à maintenir pour les évaluations successives des différentes programmations de la PPE, dans un objectif de continuité des différents exercices et de leurs évaluations environnementales respectives.

Une méthodologie adaptée aux spécificités de la PPE

Choix de la maille d'analyse

L'analyse des incidences s'est efforcée d'évaluer les effets de la PPE dans son ensemble, ainsi que sa cohérence au regard du contexte environnemental dans lequel elle s'inscrit. A cette fin, le choix de la maille d'analyse a été retenu afin de permettre un degré de précision suffisant, mais permettant également de traduire les grands objectifs stratégiques de la PPE.

Dans cette optique, la maille d'analyse des incidences environnementales de la PPE a été définie comme suit :

Maîtrise de la demande

1. Maîtrise de la demande

Développement des filières renouvelables et de récupération

2. Hydroélectricité
3. Eolien terrestre
4. Energies marines
5. Electricité d'origine solaire
6. Bois-énergie
7. Géothermie
8. Biocarburants
9. Déchets
10. Gaz renouvelable

Sécurité d'approvisionnement

11. Parc thermique à combustible fossile
12. Produits pétroliers
13. Nucléaire
14. Gaz non renouvelable

Infrastructures de réseaux et de stockage

15. Réseaux électriques
16. Stockage

17. Effacement
18. Réseaux de gaz et de pétrole
19. Réseaux de chaleur et de froid

Chacun des 19 items évalués a été croisé avec chacune des 9 thématiques environnementales retenues afin d'identifier les incidences notables probables de la programmation sur l'environnement. Le choix de cette méthodologie a été commandé par un souci d'exhaustivité et de précision. Cette approche a été couplée à une réflexion plus générale par thématique environnementale, qui a notamment pris appui sur les entretiens d'approfondissement, ainsi qu'à une réflexion sur la cohérence générale de la programmation, qui s'est appuyée en partie sur la réalisation des entretiens de cadrage. Cette triple approche a permis de tenir compte des effets cumulés de la programmation, et d'intégrer, à un degré de précision cohérent avec la programmation, les incertitudes existantes.

De même, la maille d'analyse des incidences environnementales de la SDMP a été définie selon six volets principaux :

- Maîtrise de la demande
- Développement des véhicules à faibles émissions
- Développement du marché des carburants alternatifs et déploiement des infrastructures correspondantes
- Optimisation des véhicules et réseaux existants
- Amélioration des reports modaux
- Développement des modes de transports collaboratifs

Chacun des 6 volets évalués a été croisé avec chacune des 9 thématiques environnementales retenues afin d'identifier les incidences notables probables de la SDMP sur l'environnement. Le choix de cette méthodologie a été commandé par un souci d'exhaustivité et de précision. Cette approche a été couplée à une réflexion plus générale par thématique environnementale, ainsi qu'à une réflexion sur la cohérence générale de la SDMP.

Des incidences évaluées au regard d'évolutions tendancielles identifiées par thématique environnementale

Notion de scénario de référence

Pour chacune des thématiques retenues, l'état initial de l'environnement a permis d'identifier les principaux enjeux et de mettre en avant les tendances d'évolution. Ces tendances ont constitué, pour chaque thématique, un scénario tendanciel qui a servi de base de comparaison pour l'appréciation des incidences. Pour chaque thématique environnementale, l'établissement d'un tel scénario de référence a tenu compte des dynamiques de planification territoriale existantes (SRCAE, SRCE, SDAGE, etc.) qui influeront sur l'état de l'environnement dans les années à venir, et des politiques publiques nationales actées au moment de l'élaboration de la PPE, notamment la Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015 (dite Loi TECV). Lorsqu'ils existaient, les exercices de prospective nationale ont également été pris en compte (concernant la ressource en eau, et l'utilisation des sols notamment). L'EES rend ainsi compte des plus-values ou moins-values environnementales directement attribuables à la PPE, bien que certaines incidences identifiées relèvent d'effets cumulés entre différentes programmations qui ne peuvent pas totalement être dissociés.

Méthodologie d'analyse quantitative

Une analyse quantitative a été menée lorsque des données suffisamment fiables étaient disponibles et lorsque l'incidence analysée a été jugée suffisamment importante pour pouvoir conduire des estimations chiffrées robustes à l'échelle nationale. Compte-tenu du degré d'incertitude inhérent à la PPE, la réalisation d'estimations quantitatives pour des effets jugés mineurs aurait été insuffisamment fiable.

Une telle analyse a été menée afin d'évaluer l'incidence de la PPE sur les émissions de GES et sur l'utilisation des sols en lien avec le développement du solaire photovoltaïque. Certaines incidences précises ont par ailleurs fait l'objet d'estimations chiffrées distinctes (émissions de GES évitées grâce à la pénétration des énergies renouvelables dans les réseaux de chaleur et à l'effacement).

Sources d'information pour l'évaluation

Les analyses effectuées dans le cadre de l'exercice d'évaluation environnementale stratégique se fondent sur les sources documentaires et la relecture des interlocuteurs disposant d'une connaissance appropriée des enjeux énergétiques environnementaux nationaux.

1. INTRODUCTION

Contexte juridique et définition de l'EES

L'évaluation environnementale des plans et programmes dite « Évaluation Environnementale Stratégique » (EES) est régie par la directive européenne n° 2001/42/CE du 27 juin 2011 et le Code de l'environnement français. Elle répond aux exigences de l'Article R122-20 du Code de l'environnement, et se définit comme une démarche itérative entre l'évaluateur et le rédacteur de la PPE visant à assurer un niveau élevé de prise en compte des considérations environnementales dans l'élaboration et l'adoption de la programmation. Le processus d'évaluation s'est traduit par l'identification des incidences probables de la mise en œuvre de la PPE sur l'environnement ; la caractérisation de ces incidences par leur aspect positif ou négatif, direct ou indirect, temporaire ou permanent, ainsi que leur horizon temporel ; et l'identification de mesures destinées à favoriser les incidences positives et éviter, réduire ou compenser les incidences négatives.

Objectifs, contenu et modalités d'élaboration de l'EES

L'EES est réalisée sous la responsabilité de l'Autorité en charge de l'élaboration de la PPE, la Direction Générale de l'Energie et du Climat du Ministère de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie avec l'appui de la Direction Générale des Infrastructures, des Transports et de la Mer. Elle doit s'entendre essentiellement comme une approche préventive, non normative en elle-même, consistant en un outil d'analyse permettant aux différents acteurs d'obtenir une information scientifique et critique du point de vue de l'environnement sur la PPE avant toute prise de décision et ce, afin de mieux en apprécier les conséquences sur l'environnement. L'EES est une démarche itérative et constitue une aide à la décision qui prépare et accompagne la conception de la PPE, et permet de l'ajuster tout au long de son élaboration.

L'EES de la PPE poursuit un triple objectif :

- aider à l'élaboration de la programmation en prenant en compte l'ensemble des champs de l'environnement et en identifiant les effets de la mise en œuvre de la programmation sur l'environnement ;
- contribuer à la bonne information du public et faciliter sa participation au processus décisionnel de l'élaboration de la programmation. Il s'agit, à ce titre, d'assurer la transparence sur les difficultés rencontrées, notamment les déficits de connaissances, afin d'exposer les limites de l'exercice et de permettre une meilleure information du public sur les choix engagés et les options retenues ;
- éclairer l'autorité en charge de l'élaboration sur les décisions à prendre.

L'EES requiert l'identification et l'évaluation des incidences notables sur l'environnement de la programmation, dès sa phase de préparation et avant sa validation. Tous les enjeux environnementaux sont à prendre en considération : climat, santé, paysages, bruit, air, sols, etc. A cette fin, le travail d'évaluation a été réalisé en se fondant sur l'utilisation d'une clé de lecture de neuf thématiques environnementales élaborée en fonction des spécificités de la PPE et des dispositions de l'Article R122-20 du Code de l'environnement définissant l'exercice d'EES.

Energies et changement climatique	Risques naturels et technologiques	Utilisation et pollution des sols
Ressource en eau	Qualité de l'air	Milieux naturels et biodiversité
Nuisances	Ressources et déchets	Paysages et patrimoine

Pour chacune des thématiques retenues, l'état initial de l'environnement a permis d'identifier les principaux enjeux et de mettre en avant les tendances d'évolution. Les incidences notables probables de la mise en œuvre de la PPE sur chaque thématique ont ainsi pu être évaluées au regard d'un scénario tendanciel. L'établissement d'un tel scénario de référence a tenu compte des dynamiques de planification territoriale existantes (SRCAE, SRCE, SDAGE, etc.) qui influeront sur l'évolution de l'environnement dans les années à venir, et des politiques publiques nationales actées au moment de l'élaboration de la PPE, notamment la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (dite loi TECV). L'EES rend ainsi compte des plus-values ou moins-values environnementales directement attribuables à la PPE. Un des aspects majeurs de l'EES est en effet l'appréciation des effets croisés ou qui se cumulent, sous la double influence de la programmation évaluée et des autres plans ou programmes connus couvrant le même territoire.

L'évaluation conduit, lorsque des incidences potentiellement négatives sont identifiées, à modifier les options retenues ou prendre des mesures permettant d'éviter, de réduire et, en dernier ressort, de compenser ces incidences négatives. Un suivi de la PPE et de ces mesures est effectué pour assurer effectivement la meilleure protection possible de l'environnement par la limitation, voire la suppression des atteintes directes ou indirectes susceptibles d'être générées par la programmation.

2. PRESENTATION GENERALE DE LA PPE

Objectifs et contenu du Programme

Le contexte d'élaboration de la PPE

Le contexte d'élaboration de la Programmation dans son ensemble

Le cadre législatif encadrant le secteur de l'énergie en France est en pleine mutation. Il évolue notamment pour prendre en compte les engagements que la France a pris au niveau national, communautaire et international. Dans le cadre des engagements de l'Union Européenne de réduction des émissions de gaz à effets de serre, la loi relative à la transition énergétique pour une croissance verte du 17 août 2015 (Loi TECV) a transcrit divers objectifs à l'échelle nationale dans le droit français.

Créée par la Loi TECV, la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) est le document de référence du système énergétique français. Elle établit les priorités d'action des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie afin d'atteindre les objectifs de la politique énergétique française fixés par la loi. Elle identifie les risques et difficultés associés à l'atteinte des objectifs et hiérarchise les enjeux de l'action publique afin d'orienter les travaux des pouvoirs publics. Elle porte sur deux périodes successives de cinq ans, sauf ce premier exercice qui porte sur deux périodes de trois (2016-2018) puis cinq ans (2019-2013).

Les différents objectifs que la PPE doit s'efforcer de poursuivre sont :

- les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre fixés dans les budgets carbone, notamment le plafond d'émissions indicatif défini pour le secteur de la production d'énergie ;
- les recommandations sectorielles formulées dans la Stratégie Nationale Bas-Carbone (SNBC) ;
- les objectifs de la politique énergétique françaises et en particulier les objectifs chiffrés de l'article L. 100-4 du code de l'énergie, dont :
  - Réduction des émissions de gaz à effet de serre de 40 % entre 1990 et 2030 et division par quatre des émissions de gaz à effet de serre entre 1990 et 2050 ;
  - Réduction de la consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport à la référence 2012, en visant un objectif intermédiaire de 20 % en 2030 ;
  - Réduction de la consommation énergétique primaire d'énergies fossiles de 30 % en 2030 par rapport à la référence 2012 ;
  - Augmentation de la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de cette consommation en 2030. En 2030, les énergies renouvelables doivent représenter 40 % de la production d'électricité, 38 % de la consommation finale de chaleur, 15 % de la consommation finale de carburant et 10 % de la consommation de gaz ;
  - Réduction de la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025 ;
  - Multiplication par cinq de la quantité de chaleur et de froid renouvelables et de récupération livrée par les réseaux de chaleur et de froid à l'horizon 2030.

La PPE constitue un outil de cadrage et de pilotage de la politique énergétique, qui doit donner une vision d'ensemble de l'évolution souhaitée du système énergétique. Elle doit définir les objectifs de sécurité d'approvisionnement et les outils pour la garantir.

La LTECV définit plusieurs volets thématiques pour la PPE :

- la sécurité d'approvisionnement ;
- l'efficacité énergétique et la baisse de la consommation ;
- le développement des énergies renouvelables et de récupération (dont un plan stratégique national de développement de la chaleur renouvelable) ;
- le développement équilibré des réseaux, du stockage, du pilotage de la demande ;
- la préservation du pouvoir d'achat des consommateurs et la compétitivité des prix de l'énergie ;
- l'évaluation des besoins de compétences professionnelles et d'adaptation de la formation.
- la mobilité, à travers une Stratégie de Développement de la Mobilité Propre (SDMP) qui constituera un volet spécifique annexé à la PPE.

En plus de ces volets principaux, la PPE doit :

- définir une enveloppe maximale indicative des ressources publiques de l'État consacrées à la réalisation des objectifs ;
- préciser les enjeux de développement et de diversification des filières industrielles ;

Le contexte d'élaboration de la SDMP

Le Titre III de la Loi TECV « Développer les transports propres pour améliorer la qualité de l'air et protéger la santé » introduit un certain nombre d'orientations et d'objectifs relatifs à la mobilité, dans le but de limiter les consommations énergétiques du secteur des transports. L'article 40 de la loi dispose : « l'Etat définit une stratégie pour le développement de la mobilité propre » (SDMP). L'article précise par ailleurs que la SDMP est annexée à la PPE, et qu'elle concerne le développement des véhicules à faibles émissions, l'amélioration de l'efficacité énergétique du parc de véhicules, les reports modaux, le développement des modes de transports collaboratifs, et l'augmentation du taux de remplissage des véhicules.

La SDMP doit notamment :

- comporter une évaluation de l'offre existante de mobilité propre ;
- fixer des objectifs de développement des véhicules et de déploiement des infrastructures, de l'intermodalité et des taux de remplissage des véhicules de transport de marchandises ;
- définir les territoires et les réseaux routiers prioritaires pour le développement de la mobilité propre.

Les actions énumérées dans la SDMP devront permettre d'améliorer l'efficacité énergétique du secteur des transports, tout en développant le recours aux énergies renouvelables, afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques liées aux transports.

Le contenu de la PPE

La PPE est constituée d'un décret, auquel seront annexés plusieurs volets. Ces volets décrivent les enjeux relatifs au système énergétique et explicitent les raisons présidant au choix des orientations. Ces documents fixent des orientations qualitatives et quantitatives. Le décret reprend l'ensemble des éléments sur lesquels la PPE dispose d'une portée normative : objectifs de développement des énergies renouvelables, mix électrique et critère de défaillance.

Le décret de la PPE fixe les objectifs quantitatifs de développement des différentes énergies renouvelables, à partir des orientations inscrites dans le rapport. Ci-après sont rappelés les principaux objectifs fixés relativement à la production de chaleur et d'électricité.

Objectifs en termes de puissances installées électriques (MW)			
	2018	2023 - hypothèse basse	2023 - hypothèse haute
Hydroélectricité	25 300	25 800	26 050
Eolien terrestre	15 000	21 800	26 000
Solaire PV	10 200	18 200	20 200
Eolien en mer posé	500	3 000 MW et pour les projets attribués : entre 500 et 6 000 MW de plus, en fonction des concertations sur les zones propices, du retour d'expérience de la mise en œuvre des premiers projets et sous condition de prix	
EMR (éolien flottant, hydrolien, etc.)		100 MW et pour les projets attribués : entre 200 et 2 000 MW de plus, en fonction du retour d'expérience des fermes pilotes et sous condition de prix	
Bois-énergie	540	790	1 040
méthanisation	137	237	300
Géothermie électrique	8	53	53

Objectifs en termes de production annuelle de chaleur renouvelable (ktep)			
	2018	2023 - hypothèse basse	2023 - hypothèse haute
Biomasse	12 000	13 000	14 000
Pompes à chaleur	2 200	2 800	3 200
Biogaz	300	700	900
Géothermie	200	400	550
Solaire thermique	180	270	400

D'autres objectifs sont également inscrits ; en matière de production de gaz renouvelable injecté dans les réseaux, de développement du bioGNV, d'utilisation de biocarburants avancés dans le secteur des transports, de développement du pilotage de la demande. Le critère de défaillance du système électrique est également fixé à travers le décret de la PPE. Enfin des objectifs relatifs au parc thermique sont inscrits, l'article 7 du décret stipulant qu'« aucune nouvelle installation

de production d'électricité à partir de charbon non équipée de système de captage, stockage du CO2 ne sera autorisée en métropole. »

Le lecteur est invité à consulter le décret de la PPE pour accéder à l'ensemble de ces objectifs.

Au sein de la PPE, La SDMP présente un état des lieux de la mobilité propre et explicite les raisons présidant au développement d'une mobilité plus durable et plus propre. La SDMP s'appuie notamment sur le cadre d'action issu de la Loi TECV et précisé dans la Stratégie Nationale Bas Carbone. Tout en rappelant les démarches stratégiques déjà engagées, la SDMP développe les orientations et les actions relatives à chaque priorité identifiée par la Loi TECV :

- ► maîtriser la demande de mobilité ;
- ► développer les véhicules à faibles émissions ;
- ► fixer un cadre d'action national permettant le développement d'un marché des carburants alternatifs et le déploiement des infrastructures correspondantes ;
- ► optimiser le fonctionnement des véhicules et les réseaux existants ;
- ► améliorer les reports modaux ;
- ► développer les modes de transports collaboratifs.

Articulation avec d'autres plans ou programmes pouvant aussi être soumis à évaluation

La PPE s'articule avec d'autres plans ou programmes nationaux ou régionaux portant sur des sujets communs. La nature de ces articulations peut être juridique, ou reposer simplement sur une cohérence pour une meilleure prise en compte des enjeux spécifiques à ces documents au sein de la PPE.

Ainsi, la PPE s'articule par ailleurs de façon très étroite avec les documents stratégiques ou planifications nationaux suivants :

- ► Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC), avec laquelle la PPE est compatible ;
- ► Plan National d'Adaptation au Changement Climatique (PNACC) ;
- ► Plan National d'Action en matière d'Efficacité Energétique (PNAEE) ;
- ► Plan d'Action National en faveur des Energies Renouvelables (PNA ENR) ;
- ► Schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité (SDDR).

Par ailleurs, certaines stratégies ont un lien très fort avec le volet SDMP de la PPE :

- ► Conférence périodique pour la relance du fret ferroviaire ;
- ► Conférence et plan d'action pour le transport fluvial ;
- ► Stratégie France logistique 2025 ;
- ► Stratégie portuaire ;
- ► Stratégie ITS Mobilité 2.0 ;
- ► Plan d'action mobilités actives ;
- ► Schéma national d'orientation pour le déploiement du GNL marin.

Les travaux d'élaboration de la PPE ont également tenu compte de l'élaboration concomitante de programmes et schémas avec lesquels elle devra s'articuler :

- ► Programme National Forêt Bois (PNFB) ;
- ► Stratégie Nationale de Mobilisation de la Biomasse (SNMB) ;
- ► Plan de Réduction des Emissions de Polluants Atmosphériques (PREPA) ;
- ► Stratégie nationale de transition vers l'économie circulaire (SNTEC) ;
- ► Cadre national d'action pour le développement du marché relatif aux carburants alternatifs.

Il a été tenu compte au cours des travaux d'élaboration de documents avec lesquels la PPE s'articule de façon moins étroite :

- ► Plan National de Gestion des Matières et Déchets Radioactifs (PNGMDR) ;
- ► Programme National de Prévention des Déchets (PNPD) ;
- ► Stratégie Nationale pour la Biodiversité (SNB) ;
- ► Stratégie Nationale de Transition Ecologique pour un Développement Durable (SNTEDD) ;
- ► Orientations Nationales pour les Trames Verte et Bleue (ONTVB) ;
- ► Plan National Santé Environnement (PNSE) ;
- ► Plan National d'Action contre le Bruit ;
- ► Stratégie Nationale de Gestion des Risques d'Inondation.

Enfin, la PPE s'articule avec les programmations territoriales, notamment régionales, relatives à l'environnement et à l'énergie : SRCAE-SRE, S3RENR, SRCE, SDAGE, SRADDET en particulier.

Programmes et schémas avec un lien d'articulation très fort

Compatibilité avec la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC)

Egalement créée dans le cadre de la LTECV, la SNBC est une feuille de route de la transition vers une économie nationale bas-carbone. Elle définit les orientations nationales à moyen et long terme ainsi que des orientations sectorielles pour donner une cohérence d'ensemble à l'action nationale. Elle identifie également les différents leviers d'action qui devront être mis en œuvre pour concrétiser ces différentes orientations.

Elle présente des objectifs chiffrés par l'intermédiaire des budgets carbone : ce sont des objectifs quinquennaux d'émissions de gaz à effet de serre qui permettent de préciser la trajectoire empruntée par la France pour atteindre ses engagements nationaux et internationaux. Ces objectifs sont déclinés par secteurs (transports, résidentiel-tertiaire, agriculture, forêt-bois-biomasse, industrie, production d'énergie, déchets). A titre d'exemple, le secteur forêt-bois-biomasse fait l'objet de recommandations pour redynamiser la filière de manière ambitieuse, avec une multiplication par cinq de l'utilisation de produits biosourcés, une augmentation des prélèvements et une valorisation énergétique accrue. Elle émet également des recommandations sur la durabilité de la filière et de recherche de la haute qualité environnementale dans tous les projets de mobilisation de la ressource. **Ainsi, et bien que globalement peu carboné, le secteur de la production d'énergie est lui aussi soumis à des objectifs de réduction d'émissions de gaz à effet de serre.**

La PPE se doit d'être **compatible** avec la SNBC, et notamment de respecter les budgets carbone indicatifs sectoriels dont celui du secteur de l'énergie.

Respect des grandes orientations de la SNBC

Il incombe à la PPE de préciser les trajectoires de développement des énergies renouvelables permettant d'atteindre ces objectifs. Les grandes orientations de la SNBC à ce sujet, reprises et précisées à travers la PPE, sont les suivantes :

- Accélérer les gains d'efficacité énergétique (Facteur 2) en réduisant le contenu carbone du bouquet énergétique à l'horizon 2050.
- Développer les énergies renouvelables et d'éviter les investissements dans de nouveaux moyens thermiques dont le développement serait contradictoire avec les objectifs de réduction des émissions de GES à moyen terme.
- Améliorer la flexibilité du système afin d'augmenter la part des énergies renouvelables.

La compatibilité avec la SNBC à ce sujet est décrite tout au long du rapport de la PPE, et précise la façon dont la SNBC a été prise en compte lors de l'établissement des scénarii de demande, de l'identification des gisements d'économie d'énergies, des choix en matière de diversification des moyens de production électrique, et des choix en matière d'infrastructures et de flexibilité du système électrique.

De même, le secteur des transports est identifié comme un contributeur important aux émissions de gaz à effet de serre et la SDMP doit être compatible avec les exigences de la SNBC pour ce secteur. Outre les budgets carbone, les orientations majeures de la SNBC pour ce secteur sont :

- D'améliorer l'efficacité énergétique des véhicules (atteindre les 2 litres /100 kilomètres en moyenne pour les véhicules vendus en 2030) ;
- D'accélérer le développement des modes de ravitaillement en faveur des vecteurs énergétiques les moins émetteurs de GES : mise en place de quotas de véhicules à faibles émissions dans les flottes publiques, y compris celles des bus, stratégie de développement des infrastructures de recharge (bornes de recharge électriques, unités de livraison de gaz, etc.) ;
- De maîtriser la demande de mobilité (urbanisme, télétravail, covoiturage, etc.) ;
- De favoriser les alternatives à la voiture individuelle (incitations fiscales pour la mobilité à vélo).

Respect des budgets carbone

Il est à noter que le présent exercice de la PPE couvre les deux premiers budgets carbone, même si le deuxième budget carbone sera réactualisé à l'instar de la PPE début 2019. Le respect des budgets carbone par la PPE a fait l'objet d'une analyse tenant compte des marges de manœuvre inhérentes à la PPE, qui s'est concentrée sur l'alignement de la trajectoire de la PPE avec les budgets carbone liés à la seule production d'énergie (dans les secteurs industriel, énergétique, des transports, du résidentiel et du tertiaire). Les émissions incluses dans ce périmètre d'analyse correspondent à l'ensemble des émissions prises en compte dans les budgets carbone, auxquelles ont été retirées les émissions de procédés (émissions de procédés dans l'industrie et dans l'agriculture, qui représentent un tiers des émissions totales), dans la mesure où les marges de manœuvre de la PPE sur les émissions de procédés sont faibles. Des incertitudes subsistent dans l'analyse, au sens où la marge de manœuvre de la PPE sur l'ensemble des consommations énergétiques est diffuse et fortement liée à la mise en œuvre, par ailleurs, des objectifs de la loi TECV et de la SNBC. Toutefois, elle permet de montrer que les orientations et objectifs de la PPE permettent d'inscrire le territoire métropolitain dans une trajectoire d'émissions de GES compatible avec les budgets carbone.

Cette analyse est présentée en détail au chapitre 5 du rapport d'EES (analyse des incidences notables de la PPE).

Articulation de la SDMP avec la SNBC

Le secteur des transports est identifié comme un contributeur important aux émissions de gaz à effet de serre et la SDMP doit être compatible avec les exigences de la SNBC. Les orientations majeures de la SNBC pour le secteur des transports sont :

- D'améliorer l'efficacité énergétique des véhicules (atteindre les 2 litres /100 kilomètres en moyenne pour les véhicules vendus en 2030) ;
- D'accélérer le développement des modes de ravitaillement en faveur des vecteurs énergétiques les moins émetteurs de GES : mise en place de quotas de véhicules à faibles émissions dans les flottes publiques, y compris celles des bus, stratégie de développement des infrastructures de recharge (bornes de recharge électriques, unités de livraison de gaz, etc.) ;
- De maîtriser la demande de mobilité (urbanisme, télétravail, covoiturage, etc.) ;
- De favoriser les alternatives à la voiture individuelle (incitations fiscales pour la mobilité à vélo).

De manière générale, la SDMP reprend et précise les cinq leviers identifiés par la SNBC pour réduire l'impact climatique du secteur des transports. Le levier concernant le *taux de chargement des véhicules* est cependant décliné en deux orientations par la SDMP : le *développement des modes de transports collaboratifs* (essentiellement pour le transport de voyageurs), et *l'optimisation des véhicules et réseaux existants* (essentiellement pour le transport de marchandises).

La SDMP propose deux scénarios, correspondant à deux stratégies d'actions, qui mettent en œuvre les objectifs fixés par la SNBC. Le scénario de référence présente les objectifs les plus ambitieux et correspond à la mise en œuvre des mesures d'efficacité énergétiques introduites par la LTECV, ainsi que de mesures complémentaires permettant d'atteindre les objectifs fixés par la LTECV. La Variante de la SDMP correspond à la mise en œuvre des mesures d'efficacité énergétique introduites par la LTECV, sans inclure de mesures complémentaires.

Afin d'assurer la réalisation des objectifs de long terme fixés par la LTECV, il est donc nécessaire que l'action publique s'oriente vers la mise en œuvre d'une stratégie alignée avec le scénario de référence de la SDMP.

Cohérence avec le Plan National d'Adaptation au Changement Climatique

Malgré les efforts déployés pour l'atténuation du changement climatique, il est désormais établi que le climat sur le territoire national est amené à changer au cours du siècle prochain[11]. C'est dans cette logique qu'a été mis en place un plan national d'adaptation au changement climatique. Etabli pour une période quinquennale, le PNACC vise à anticiper les effets du changement climatique sur l'économie et la société, et préparer au mieux le territoire national à les supporter. Il comprend 20 fiches thématiques identifiant chacune un secteur et présentant les actions à mener pour s'inscrire dans une logique d'adaptation au changement climatique.

Notamment, la fiche thématique « Energie et Industrie » identifie des enjeux prioritaires qui entrent en résonance avec la mise en œuvre de la PPE. Il convient toutefois de considérer que les horizons de temps des deux exercices ne sont pas les mêmes, notamment au regard des durées de fonctionnement des équipements de production d'énergie. La fiche précitée identifie cinq axes d'action spécifiques :

- Gérer l'émergence de pointes de consommation électrique estivales à travers un système d'obligation de capacité électrique. Cet axe d'action est repris à travers la PPE qui prévoit la mise en place d'un tel mécanisme.
- Favoriser le recours à des équipements de refroidissement plus efficaces ou utilisant des sources d'énergies renouvelables ou de récupération.
- Mettre à disposition l'ensemble des données hydrologiques et climatiques.
- Intégrer la dimension changement climatique dans le cadre des indicateurs de suivi de la Directive cadre sur l'eau.
- Identifier les secteurs de l'industrie française sensibles au changement climatique et les opportunités potentielles (2030-2050).

La fiche thématique « Infrastructures et services de transport » soulève, elle, des points d'attention entrant en résonance avec la SDMP qui devra la prendre en considération pour assurer une cohérence d'ensemble. Ses axes d'action sont les suivants :

- Passer en revue et adapter les référentiels techniques pour la construction, l'entretien et l'exploitation des réseaux de transport (infrastructures et matériels) en métropole et outre-mer.
- Étudier l'impact du changement climatique sur la demande de transport et les conséquences sur la réorientation de l'offre de transport.
- Définir une méthodologie harmonisée pour réaliser les diagnostics de vulnérabilité des infrastructures et des systèmes de transports terrestres, maritimes et aéroportuaires.
- Établir un état de la vulnérabilité des réseaux de transports terrestre, maritime et aéroportuaire en métropole et outre-mer et préparer des stratégies de réponse adaptées et progressives aux problématiques du changement climatique, globales et territoriales.

11 Il est ici fait référence au cinquième et dernier rapport du GIEC, datant de novembre 2014.

Cohérence avec le Plan National d'Action en matière d'efficacité énergétique (PNAEE)

Dans le cadre des obligations communautaires de la directive 2012/27/UE du Parlement Européen, le PNAEE de la France a été communiqué à la Commission en mars 2014. Il détaille les grandes orientations nationales en faveur des économies d'énergies et les principales mesures mises en place par secteur afin d'atteindre les objectifs nationaux dans ce domaine. Il couvre quatre secteurs : résidentiel-tertiaire, transports, industries, agriculture, et présente également les actions des services publics (état et collectivités territoriales) et les mesures transversales de maîtrise de la demande. Le PNAEE définit également des objectifs de consommation d'énergie primaire et d'énergie finale à l'horizon 2020.

Les mesures présentées dans le chapitre transport du PNAEE visent à favoriser le report modal (pour le transport de marchandises et de voyageurs) vers les modes de déplacement les moins consommateurs d'énergie, et à améliorer l'efficacité énergétique des différents modes de déplacement existant. Les outils utilisés relèvent à la fois de l'incitation (fiscale notamment), de l'information, d'engagements volontaires et de la gouvernance (plans de déplacement à l'échelle locale, etc.).

La PPE, étant élaborée deux ans après le PNAEE, et visant des objectifs de politique énergétique dépassant l'horizon 2020 du PNAEE, doit prendre en compte le PNAEE tout en actualisant et en permettant l'approfondissement des actions et orientations du PNAEE, le cas échéant en faisant évoluer les objectifs de manière justifiée. Par ailleurs la PPE constituera le cadre du prochain PNAEE (après 2020).

Cohérence avec le Plan d'Action National en faveur des EnR (PNAEnR)

La Plan National d'Action en faveur des Energies Renouvelables (PNAEnR), qui couvre la période 2009-2020, est prévu par la directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation des énergies renouvelables. Il détaille la contribution de chaque énergie renouvelable pour la production de chaleur et d'électricité afin de permettre la réalisation des objectifs nationaux en matière d'énergies renouvelables, et notamment, pour la France, l'objectif de 23% d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie en 2020. Le PNAEnR définit des trajectoires annuelles pour chacune des filières d'EnR et fixe un objectif de 33% de chaleur renouvelable en 2020. Le texte prévoit des mesures spécifiques et des régimes d'incitation pour assurer la poursuite des trajectoires fixées pour chaque filière.

Le volet « EnR » de la PPE constitue une actualisation et un approfondissement, à un niveau plus stratégique, du PNA EnR :

- actualisation des trajectoires au regard du bilan par rapport au PNA 2009-2020,
- actualisation des mesures et modalités de soutien aux EnR.

Le volet « EnR » de la PPE contribuera au rapportage européen qui sera effectué dans le prochain PNA EnR.

Cohérence avec le Schéma Décennal de Développement du réseau de transport d'électricité et de gaz

Le SDDR répertorie les projets de développement du réseau que RTE, GRTgaz et TIGF proposent de réaliser et de mettre en service dans les trois ans, et présente les principales infrastructures de transport d'électricité et de gaz à envisager dans les dix ans à venir ; au-delà, il esquisse les possibles besoins d'adaptation du réseau selon différents scénarios de transition énergétique. Ainsi, le SDDR et la PPE sont complémentaires dans le paysage énergétique et doivent développer des orientations cohérentes entre elles permettant une transition énergétique harmonisée, en particulier :

- Compte tenu des enjeux de flexibilité du système électrique à moyen terme, la PPE identifie comme essentielle la poursuite des travaux de développement des interconnexions identifiées dans les SDDR , et recommande d'étudier l'opportunité de développer de nouvelles interconnexions au regard d'une analyse coût-bénéfice et de l'acceptabilité des projets.
- La prochaine version du SDDR de RTE sera liée à la PPE par un rapport de prise en compte, et devra notamment anticiper à 10 ans la façon dont le réseau pourra s'adapter à la baisse du nucléaire et la montée en puissance des énergies renouvelables. L'actualisation annuelle du schéma décennal élaborée par RTE, soumis à l'examen de la CRE et compatible avec le plan décennal européen de réseaux de transport, devra également intégrer les orientations fortes de développement des énergies renouvelables de la présente programmation, ainsi que les évolutions du réseau de transport nécessaires pour accompagner la réduction de la part du nucléaire.

Stratégies ayant un lien d'articulation fort avec le volet SDMP de la PPE

Les documents relatifs à la mobilité et aux transports avec lesquels la SDMP s'articule sont décrits au sein de la SDMP (chapitre 8). Sont décrits ici les liens d'articulation principaux avec ces documents, et particulièrement sur les aspects à forte résonance environnementale.

La SDMP propose par ailleurs de créer un certain nombre de stratégies spécifiques afin de préciser et d'accompagner la mise en œuvre des orientations et nouvelles actions qu'elle introduit :

- Déploiement coordonné des aires de covoiturage ;
- Développement de la route à énergie positive ;

- ► Expérimentation et développement du véhicule autonome ;
- ► Innovation dans les transports ;

Ces stratégies devront prendre en compte les orientations fixées par la SDMP et permettre d'atteindre les objectifs fixés par la LTECV.

Conférence périodique pour la relance du fret ferroviaire

Initiée en 2013, la conférence ministérielle périodique pour la relance du fret ferroviaire rassemble les acteurs du fret ferroviaire dans le but d'améliorer la performance du fret ferroviaire et sa compétitivité, notamment au regard des alternatives qui lui sont préférées telles que le fret routier. En portant une attention particulière à la demande, la conférence développe un programme d'actions concrètes dont les thématiques structurantes sont les domaines de pertinences du fret ferroviaire, le fret de proximité et l'action des acteurs locaux, les frets ferroviaire et les grands ports maritimes, l'utilisation de l'infrastructure, l'innovation technologique et les évolutions de la réglementation.

Cette conférence a donc le potentiel de contribuer fortement à la mise en œuvre des orientations stratégiques développées dans la SDMP, notamment en termes de report modal pour le transport de marchandises, du routier vers le ferroviaire.

Conférence et plan d'action pour le transport fluvial

La conférence pour le transport fluvial a pour objectif d'accroître la compétitivité du transport fluvial et d'aboutir à la rédaction d'un plan d'action national tenant compte des actions déjà entreprises et des leviers de développement identifiés. Les priorités de la conférence résident dans l'optimisation et le renouvellement des infrastructures existantes, et le développement de l'utilisation du mode fluvial. Ainsi le plan d'action pour le développement du fret fluvial met l'accent sur la compétitivité, l'innovation et la sécurité comme moyens d'optimiser l'infrastructure, et sur le développement commercial comme moyen d'augmenter la part modale du fret fluvial.

Les orientations fixées par la SDMP prennent donc en compte les axes de travail identifiés par la conférence pour le transport fluvial. Leur mise en œuvre conjointe devrait permettre une action cohérente sur le développement du fret fluvial.

Stratégie France logistique 2025

France Logistique 2025, la stratégie nationale pour la logistique, repose sur 5 axes :

- faire de la plateforme logistique France une référence mondiale en encourageant la dynamique logistique sur tout le territoire ;
- développer le capital humain et faciliter la lisibilité de l'organisation logistique ;
- faire de la transition numérique un vecteur de performance logistique ;
- utiliser la logistique comme levier de transformation des politiques industrielles et de transition énergétique ;
- instaurer et animer une gouvernance intégrée de la logistique.

Pour réaliser les objectifs de la LTECV en matière de transport, la modernisation des chaînes logistiques constitue en effet un levier important. Il s'agit de diminuer l'empreinte carbone des activités de transport de marchandises et leurs émissions polluantes, de promouvoir de nouveaux modèles économiques comme l'économie circulaire et les circuits courts d'approvisionnement ainsi que des solutions logistiques plus respectueuses de l'environnement. En particulier, la stratégie France Logistique 2025 propose l'élaboration d'un référentiel de responsabilité sociétale et environnementale commun et partagé par l'ensemble des acteurs logistiques.

Cette stratégie est complémentaire de la SDMP et permettra de décliner les orientations envisagées par la SDMP, notamment en matière d'optimisation des véhicules et réseaux existants.

Stratégie portuaire

La Stratégie Nationale Portuaire, publiée en 2013, a pour objectif de positionner la France au premier plan du commerce international, notamment en tant que point d'entrée ou de hub de l'Europe, et ce dans le but de contribuer au développement industriel et économique du pays.

La stratégie repose sur trois piliers :

- ► Logistique et intermodalité : améliorer les liaisons avec les hinterlands, fluidifier la circulation des marchandises ,
- ► Développement d'activités industrielles ,
- ► Aménagement : renforcer le rôle des ports comme aménageurs et gestionnaires domanial sur les espaces logistiques, industriels et naturels.

Le premier pilier fait particulièrement écho aux orientations fixées par la SDMP en matière de multimodalité et de report modal pour le transport des marchandises. Aussi la mise en œuvre de la SDMP pourra prendre en compte les actions déjà engagées par la Stratégie Portuaire, et les étendre, le cas échéant.

Stratégie ITS Mobilité 2.0

Lancée en février 2014, la Stratégie « Mobilité 2.0 » a pour objectif de faciliter le déploiement des systèmes de transport intelligents (ITS), afin de répondre aux objectifs de sécurité, de gestion optimale des réseaux et des trafics, de lutte contre le changement climatique et les nuisances, et de protection des données.

Certaines actions ont déjà été entreprises, notamment concernant l'ouverture des données de transports aux services d'information de déplacement, le déploiement expérimental de STI coopératifs, d'évaluation des besoins nationaux d'observation statistique du marché, etc.

La SDMP prend en compte les orientations de la Stratégie ITS Mobilité 2.0, plus particulièrement dans le volet relatif à l'optimisation des véhicules et des réseaux existants. Par ailleurs, la collecte et le partage de données de transport encouragés par cette stratégie devraient permettre d'analyser les évolutions de la demande de mobilité, et notamment les reports modaux, afin d'anticiper les actions complémentaires à mettre en œuvre dans le cadre des futures révisions de la SDMP.

Plan d'action mobilités actives

Le plan d'action pour les mobilités actives, publié le 5 mars 2014 a pour objectif d'accroître la part modale des mobilités actives pour les déplacements de voyageurs notamment.

Il est organisé autour de six axes de travail :

- Le développement de l'intermodalité transports collectifs/modes actifs,
- Le partage de l'espace public et la sécurisation des modes actifs,
- La valorisation des enjeux économiques liés à la pratique du vélo,
- La prise en compte des politiques de mobilité active dans l'urbanisme et le logement,
- Le développement des itinéraires de loisir et du tourisme à vélo,
- La sensibilisation aux bienfaits de la marche et du vélo.

La SDMP s'appuie donc sur les mesures prévues par ce plan d'action afin de développer les mobilités actives, notamment dans le cadre des objectifs affichés en termes de reports modaux et d'augmentation de la part des modes doux. La préparation d'un deuxième plan prendra en compte les orientations de la SDMP.

Schéma national d'orientation pour le déploiement du GNL marin

Afin de mettre en application la directive 2012/33/UE concernant la teneur en soufre des combustibles marins et la directive 2014/94/UE sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs, l'Etat a élaboré le schéma national d'orientation pour le déploiement du GNL marin, afin d'établir des orientations pour le développement du GNL comme carburant marin en France. Ce schéma ébauche les choix de points de ravitaillement en GNL mis en place dans les ports maritimes pour permettre la circulation de bateaux de navigation intérieure ou de navires de mer propulsés au GNL.

Il affiche plusieurs objectifs :

- avoir, en présence d'axes politiques forts, une approche coordonnée pour anticiper les évolutions à venir, compte tenu des enjeux économiques, sociaux et environnementaux qu'elles comportent ;
- clarifier les financements publics mobilisables au soutien des projets GNL et orienter les porteurs de projet vers les interlocuteurs idoines au sein du MEEM ;
- cibler les ajustements réglementaires nécessaires au développement du GNL ;
- organiser le déploiement du GNL sur l'ensemble des façades maritimes, au regard de critères techniques et économiques pertinents ;
- identifier les axes de développement à prendre en compte par les porteurs de projets pour un déploiement efficace du GNL en France, notamment son aspect multimodal (nécessité de prendre en compte le développement du GNL fluvial et routier).

Le schéma national d'orientation pour le déploiement du GNL marin contribue aux orientations fixées par la SDMP en termes de développement des carburants alternatifs et de diversification du mix énergétique des transports.

Programmes en cours d'élaboration avec lesquels la PPE devra s'articuler

Programme National Forêt-Bois et Stratégie Nationale de Mobilisation de la Biomasse

La politique publique du bois - énergie est partie intégrante de plusieurs documents de programmation élaborés en application des lois du 13 octobre 2014 d'avenir pour l'agriculture, l'alimentation et la forêt, pour ce qui concerne le PNFB, et du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (Loi TECV), pour ce qui concerne la PPE et la SNMB. Ces trois documents ayant des objectifs et des horizons de temps différents devront toutefois être cohérents. La bonne articulation de ces trois documents devra tenir compte de leurs rôles respectifs et de la complémentarité entre leurs différents éléments de contenu.

Afin d'anticiper l'articulation avec ces deux documents, la PPE recommande de mobiliser davantage les ressources en biomasse dans le respect d'une gestion durable des zones forestières et agricoles, et dans le respect de critères de durabilité en cas d'importation, en articulation avec la stratégie nationale de mobilisation de la biomasse et le programme national forêt-bois. La révision de la PPE à partir de 2018 devra s'accompagner d'une réévaluation de son articulation avec le PNFB et la SNMB.

Programme National Forêt Bois

Le PNFB est actuellement en cours de rédaction. Les travaux ont été engagés en janvier 2015 au travers de 5 groupes de travail, dont les rapports ont été remis entre juillet et septembre 2015.

Le PNFB aura vocation à encadrer l'exploitation de la ressource forestière en France pour s'assurer d'une gestion durable de la ressource. Il précisera les orientations de la politique forestière pour une durée maximale de dix ans. Il conditionnera donc grandement les répercussions (environnementales, mais aussi économiques) que pourra avoir le développement de la filière bois-énergie promu par la PPE. Il est donc essentiel que la concertation conduise à une prise en compte de la filière dans son ensemble afin d'assurer une bonne compréhension des enjeux.

Le PNFB n'a pas vocation à détailler les besoins en bois-énergie. Il définira la ressource en biomasse (bois-forêt) potentielle en cohérence avec la stratégie nationale de mobilisation de la biomasse. La PPE fixe quant à elle, à travers les objectifs de production d'énergie, les besoins de biomasse. Pour la 1ère période de la PPE, les besoins supplémentaires s'élèvent à hauteur de + 1,7 Mtep à horizon 2018 par rapport à 2014. Ils sont entre +3 Mtep et +4,3 Mtep en 2023 par rapport à la même année de référence (les fourchettes haute et basse pour 2023 tiennent compte des incertitudes techniques et économiques conformément à la loi).

Le PNFB fera l'objet d'une déclinaison régionale.

Stratégie Nationale de Mobilisation de la Biomasse

La SNMB sera définie en 2016. Elle permettra de disposer d'une vision stratégique sur la biomasse potentiellement disponible, et sur les mesures à mettre en œuvre pour mieux la mobiliser, afin de permettre l'approvisionnement de l'ensemble des filières et de prévenir les risques de tensions sur la ressource, à un horizon de 5 ou 6 ans, en cohérence avec l'horizon des schémas régionaux de mobilisation de la biomasse également prévus par la Loi TECV.

La SNMB présentera le volume de biomasse disponible au niveau national pour répondre aux besoins des différentes filières et, le cas échéant, le volume d'importations à prévoir pour compléter les sources d'approvisionnement nationales. La SNMB présentera les besoins en biomasse des différentes filières concernées (bois énergie, biocarburants, biomatériaux, etc.). Pour l'énergie, elle rappellera les besoins exprimés dans la PPE. Elle rappellera l'objectif de mobilisation supplémentaire de bois annoncé dans le PNFB. Elle précisera les critères de durabilité (points de vigilance sur aspects environnementaux, acceptabilité, etc.) pour la mobilisation supplémentaire de biomasse au niveau national et en cas d'importations. Ces critères de durabilité devront être repris au sein de la PPE dès sa révision.

Plan de Réduction des Emissions de Polluants Atmosphériques

La LTECV stipule qu'un plan de réduction des émissions de polluants atmosphériques (PREPA) doit être mis au point au plus tard fin juin 2016. Il sera révisé tous les cinq ans et devra fixer des objectifs aux horizons 2020, 2025 et 2030. La LTECV énonce que la politique énergétique a, entre autres, pour objectif de contribuer à l'atteinte des objectifs de réduction de la pollution atmosphérique prévus par le plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques, ce qui implique que la PPE, et par extension la SDMP, anticipent les problématiques liées aux émissions de polluants atmosphériques. En retour, le PREPA pourra prendre appui sur les orientations fixées par la SDMP pour agir sur les émissions de polluants atmosphériques liées aux transports.

Stratégie Nationale de Transition vers l'Economie Circulaire

La SNTEC est prévue par l'article 69 de la LTECV. Actualisée tous les 5 ans, elle devra inclure notamment un plan de programmation des ressources nécessaires aux principaux secteurs d'activités économiques permettant d'identifier les potentiels de prévention de l'utilisation de matières premières, primaires et secondaires, afin d'utiliser plus efficacement les ressources, ainsi que les ressources stratégiques en volume ou en valeur et de dégager les actions nécessaires pour protéger l'économie française.

Cette stratégie devra tenir compte de la problématique du recyclage des matériaux rares, en lien avec les objectifs de développement des énergies renouvelables, des carburants alternatifs, des véhicules électriques et des moyens de stockage inscrits au sein de la PPE.

Cadre National d'Action pour le développement du marché relatif aux Carburants Alternatifs

Conformément à la directive européenne 2014/94/UE sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs, l'Etat devra remettre à la Commission Européenne un cadre national d'action pour le développement du marché relatif aux carburants alternatifs dans le secteur des transports et le déploiement des infrastructures correspondantes avant le 18 novembre 2016. Ce cadre doit comporter, entre autres :

- une évaluation de la situation actuelle et des perspectives de développement du marché en ce qui concerne les carburants alternatifs dans le secteur des transports ;

- des objectifs chiffrés et objectifs nationaux en ce qui concerne le déploiement d'infrastructures pour les carburants alternatifs ;
- les mesures requises pour faire en sorte que les objectifs chiffrés et les objectifs nationaux prévus dans le cadre d'action national soient atteints ;
- les mesures qui peuvent favoriser le déploiement de l'infrastructure pour les carburants alternatifs dans les services de transport public ;
- une évaluation de l'utilité d'installer des points de ravitaillement en GNL dans les ports en dehors du réseau central du RTE-T ;
- une réflexion sur le besoin d'installer, dans les aéroports, une alimentation électrique à destination des avions en stationnement.

Programmes et schémas avec un lien d'articulation secondaire

Plan National de Gestion des Matières et Déchets Radioactifs

Le PNGMDR traite de la gestion des matières et des déchets radioactifs. Il fixe des prescriptions concernant l'amélioration des solutions existantes et le développement de nouveaux modes de gestion. Mis à jour tous les trois ans, il constitue un outil privilégié pour assurer une gestion durable des matières et des déchets radioactifs.

Il vise principalement à dresser un bilan régulier de la politique de gestion de ces substances radioactives, à évaluer les besoins nouveaux et à déterminer les objectifs à atteindre à l'avenir, notamment en termes d'études et de recherches. Ainsi, le PNGMDR doit prendre en compte les orientations de la PPE concernant l'évolution de la part du nucléaire dans le mix électrique national pour évaluer les besoins de la filière en matière de capacité de gestion et de traitement des déchets radioactifs.

Stratégie Nationale pour la Biodiversité

La SNB marque la volonté de la France d'intégrer la biodiversité dans le champ de l'ensemble des politiques publiques. C'est la concrétisation de l'engagement français au titre de la Convention sur la diversité biologique.

La SNB 2011-2020 vise à produire un engagement important des divers acteurs, à toutes les échelles territoriales, en vue d'atteindre les objectifs adoptés. Elle fixe pour ambition commune de préserver et restaurer la biodiversité, en assurer l'usage durable et équitable, et réussir pour cela l'implication de tous et de tous les secteurs d'activité. Six orientations complémentaires réparties en vingt objectifs, couvrent tous les domaines d'enjeux pour la société.

Le fondement est de mettre en place un cadre cohérent pour que tous les porteurs de projets publics et privés puissent contribuer à l'ambition et agir, aux différents niveaux territoriaux et dans tous les secteurs d'activités (eau, sols, mer, climat, énergie, agriculture, forêt, urbanisme, infrastructures, tourisme, industrie, commerce, éducation, recherche, santé, etc.). Il est donc nécessaire que les orientations pertinentes de la SNB soient prises en compte lors de l'élaboration de la PPE, et de la SDMP, notamment en ce qui concerne l'utilisation de matériaux à faibles impacts sur la biodiversité, la limitation de l'artificialisation des espaces, la lutte contre la pollution des milieux naturels, etc.

Stratégie Nationale de Transition Ecologique vers un Développement Durable

La SNTEDD fixe le cap de la France en matière de développement durable. Elle assure la cohérence de l'action publique et facilite l'appropriation par le plus grand nombre des enjeux et des solutions à apporter. Couvrant la période 2015-2020, elle cherche à créer un cadre institutionnel pour la stratégie de développement durable qui permette d'avoir une cohérence entre tous ses acteurs. Ainsi, la PPE doit s'inscrire pleinement dans le cadre de cette cohérence.

Plusieurs axes de la SNETDD concernent la mutation de la mobilité comme vecteur du développement durable :

- L'Axe 1 met l'accent sur le développement de territoires durables et résilients, et en particulier sur les modèles urbains durables, incluant une forte utilisation des transports en commun pour les trajets quotidiens ;
- L'Axe 2 insiste sur le développement d'une économie sobre en carbone, notamment par le report modal du transport de marchandises vers des alternatives peu polluantes ;
- L'Axe 3 souligne les enjeux liés à la vulnérabilité énergétique dans les transports.

La SDMP doit donc entrer en cohérence avec les axes établis par la SNTEDD afin de contribuer à un développement durable de l'économie et des territoires.

Orientations Nationales pour les Trames Verte et Bleue

Les ONTVB précisent le cadre retenu pour intégrer l'enjeu des continuités écologiques à diverses échelles spatiales et identifient les enjeux nationaux et transfrontaliers.

L'article L. 371-2 du code de l'environnement prévoit que les ONTVB s'imposent aux documents de planification et projets relevant du niveau national, notamment aux grandes infrastructures linéaires de l'Etat et de ses établissements publics, dans un rapport de compatibilité. Il est donc nécessaire que l'élaboration de la PPE se fasse en connaissance de ces

orientations, étant donné que les projets d'infrastructures éventuellement mis en place dans le cadre de la PPE devront être compatibles avec ces orientations.

Plan National Santé Environnement

Le PNSE vise à répondre aux interrogations sur les conséquences sanitaires à court et moyen terme de l'exposition à certaines pollutions de l'environnement. Le plan actuel (PNSE 2015-2019) vise à réduire autant que possible et de la façon la plus efficace possible les impacts des facteurs environnementaux sur la santé, afin de permettre à chacun de vivre dans un environnement favorable à la santé. Le PNSE cherche à agir à la fois sur les niveaux d'exposition, et sur la connaissance des risques associés.

Le PNSE 2015-2019 a notamment identifié la **qualité de l'air** comme enjeu environnemental d'importance clé pour la santé. Il s'appuie ainsi sur la loi TECV comme facteur majeur de réduction de l'exposition dans ce domaine, et la PPE doit donc participer pleinement à cette démarche, à travers la limitation du recours aux énergies fossiles dont la combustion est associée à des émissions polluantes néfastes pour la santé des populations, mais aussi à travers son volet sur la mobilité propre (SDMP) qui devraient contribuer à l'atteinte des objectifs du PNSE dans ce domaine, ainsi qu'au regard de la réduction des nuisances sonores liées aux transports et à leurs répercussions sur la santé publique.

Le plan d'action pour la qualité de l'air intérieure, intégré au PNSE, cible particulièrement les enjeux relatifs à l'environnement intérieur, en mettant en avant notamment les enjeux suivants à travers les actions qu'il prévoit : information du public, développement d'actions incitatives spécifiques dans le secteur du bâtiment. Les orientations de la PPE en matière d'efficacité énergétique, dans le bâtiment, accompagnant celles prévues par la LTECV et la SNBC, doivent ainsi veiller à s'articuler avec les points d'attention et actions identifiées au sein de ce plan d'action.

Plan National d'Action contre le Bruit

Le plan national d'action contre le bruit a pour objectif d'identifier les enjeux relatifs aux nuisances sonores à l'échelle nationale, afin d'identifier des actions de résorption du bruit et de protéger les populations face à ces nuisances. Il cible trois axes prioritaires :

- Les logements soumis à un bruit excessif ;
- La Lutte contre le bruit au quotidien ;
- L'anticipation des enjeux d'avenir.

Ce dernier axe comprend notamment une cartographie des niveaux de bruit, et le soutien à la recherche sur la perception du bruit et des nuisances sonores. Ainsi, une meilleure compréhension de l'impact des installations susceptibles de causer des nuisances sonores permettra à la PPE de mieux appréhender ces enjeux. L'enjeu est particulièrement pertinent pour la SDMP dans la mesure où les zones les plus touchées par les nuisances sonores sont les grandes agglomérations, où le transport est un contributeur majeur du bruit ambiant. Limiter les besoins en mobilité et favoriser le report modal vers des transports moins bruyants permettrait l'atteinte de bénéfices significatifs au regard des objectifs du PNAB.

Stratégie Nationale de Gestion des Risques d'Inondation

La première stratégie nationale de gestion des risques d'inondation s'inscrit dans le renforcement de la politique nationale de gestion des risques d'inondation initiée dans le cadre de la mise en œuvre de la Directive Inondation. Elle concerne l'ensemble des acteurs sur tous les territoires. Ainsi, la PPE doit s'assurer de la résilience de l'ensemble du système énergétique national aux inondations en cohérence avec cette stratégie.

Stratégie Nationale de la Recherche

La SNR fixe les grandes orientations et les domaines prioritaires de la recherche en France, afin de répondre à des défis scientifiques, technologiques, environnementaux et sociétaux identifiés comme d'importance prioritaire. L'un de ces défis concerne l'énergie (Défi n°2). Le Défi n°6 concerne quant à lui les transports et systèmes urbains durables.

Défi 2 : Une énergie propre, sûre et efficace

- Orientation 6 : Gestion dynamique des systèmes énergétiques ;
- Orientation 7 : Gouvernance multi-échelles des nouveaux systèmes énergétiques ;
- Orientation 8 : Efficacité énergétique ;
- Orientation 9 : Réduction de la dépendance en matériaux stratégiques ;
- Orientation 10 : Substituts au carbone fossile pour l'énergie et la chimie.

Défi 6 : Transports et systèmes urbains durables

- Orientation 22 : Observatoires de la ville
- Orientation 23 : Nouvelles conceptions de la mobilité
- Orientation 24 : Outils et technologies au service de la ville durable
- Orientation 25 : Intégration et résilience des infrastructures et des réseaux urbains

Dans ce cadre, l'article L. 144-1 du code de l'énergie dispose que les ministres chargés de l'énergie et de la recherche arrêtent et rendent publique une stratégie nationale de la recherche énergétique, fondée sur les objectifs de la politique

énergétique ce qui en constitue le volet énergie de la stratégie nationale de recherche. La stratégie nationale de la recherche énergétique prend en compte les orientations de la politique énergétique et climatique définies par la stratégie bas-carbone et la programmation pluriannuelle de l'énergie. Les orientations de la PPE et de la SDMP seront donc pris en compte par cette stratégie.

Articulation de la PPE avec les programmations territoriales, notamment régionales, relatives à l'environnement et à l'énergie

Schémas Régionaux Climat Air Energie

Les SRCAE constituent des documents d'aménagement du territoire qui fixent, à l'échelle des régions, les grandes orientations en matière d'atténuation du changement climatique et d'amélioration de la qualité de l'air. Ils donnent notamment des orientations concernant le développement des différentes filières énergétiques à l'échelle régionale. Ils comprennent un volet annexé portant spécifiquement sur le développement de l'éolien, appelé Schéma Régional de l'Eolien (SRE).

La PPE tient compte de ces schémas, même si elle ne peut se réduire à constituer la somme des objectifs inscrits dans les SRCAE. Un exercice de synthèse des SRCAE a été réalisé dans le cadre de la PPE, visant à s'assurer de la cohérence globale des objectifs de programmation national et régionaux : il a permis de confirmer des dynamiques régionales cohérentes avec les objectifs nationaux, en ce qui concerne les projections d'évolution des besoins énergétiques et les projections de progression des énergies renouvelables dans le mix énergétique. La loi prévoit qu'avant l'échéance de la première période de la programmation en cours, le comité d'experts pour la transition énergétique rend un avis sur cette programmation et élabore une synthèse des schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie.

Enfin, les SRCAE ont un rôle de déclinaison régionale des objectifs nationaux et constituent l'outil de spatialisation du développement des énergies renouvelables, en tenant compte à leur échelle des enjeux spécifiques sur les plans écologiques, paysagers et environnementaux. Le schéma régional d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires intégrera le SRCAE dans le cadre de la mise en œuvre de n° 2015-991 du 7 août 2015 portant nouvelle organisation territoriale de la République.

S3RENR

Les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) institués en 2012 jouent un rôle central pour faciliter le développement des énergies renouvelables, complémentaire aux objectifs nationaux fixés au sein de la PPE. Elaborés par le gestionnaire du réseau de transport, en accord avec les gestionnaires de réseaux de distribution concernés, en fonction des objectifs de développement des énergies renouvelables fixés par les SRCAE, ils définissent un périmètre de mutualisation entre les producteurs du coût des ouvrages électriques à créer, comprenant les postes de transport, les postes-source et les liaisons entre les postes. Ils permettent ainsi d'éviter les effets de barrière et d'aubaine qui résultaient de l'application du droit commun de raccordement applicable aux ENR avant la création des S3REnR et selon lequel le premier producteur dont le raccordement nécessitait la création d'un ouvrage finançait seul cet ouvrage.

La PPE affirme l'importance de ces schémas pour contribuer à l'accueil des volumes d'énergies renouvelables visés à travers ses objectifs. Elle recommande à ce titre :

- De finaliser l'élaboration des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables encore en cours d'élaboration.
- D'engager une réflexion sur la révision des S3REnR : la saturation de certains schémas nécessite d'ores et déjà de préciser les modalités de leur révision tandis que la fusion des régions au 1er janvier 2016 pose la question d'une révision de l'ensemble des S3REnR dans leur périmètre géographique actuel.

SRCE, SDAGE

La mise en œuvre de la PPE prendra également appui sur d'autres documents d'aménagement régionaux (Schémas Régionaux de Cohérence Ecologique - SRCE) ou territoriaux (Schémas Directeurs d'Aménagement et de Gestion des Eaux - SDAGE) qui assurent, à travers leurs objectifs, une gestion au niveau local des conflits d'usage qui peuvent être associés au développement des infrastructures de production d'énergie, de réseaux et de stockage.

Les SDAGE et SRCE sont garants du respect des caractéristiques environnementales territoriales spécifiques, respectivement en ce qui concerne la protection de l'état des masses d'eau et écosystèmes aquatiques à l'échelle des grands bassins versants, et le maintien des fonctionnalités écologiques des territoires à travers la mise en œuvre des trames vertes et bleues régionales. Afin de matérialiser et de renforcer le lien entre la PPE et sa mise en œuvre au niveau local encadrée par ces documents, l'EES renvoie à ces documents dès que cela est nécessaire, afin d'anticiper la prise en compte, à une échelle appropriée, de certaines sensibilités environnementales. Par exemple, la prise en compte des continuités écologiques pour le développement des projets d'infrastructures énergétiques sera encadrée par les SRCE, la prise en compte des caractéristiques des masses d'eau et enjeux territoriaux liés à la ressource en eau en lien avec les projets d'hydroélectricité, de géothermie se fera dans le respect des SDAGE applicables.

Plans d'Actions pour le Milieu Marin et Stratégie Nationale pour la Mer et le Littoral

La directive cadre relative à la « stratégie du milieu marin » (DCSMM) de l'Union européenne du 17 juin 2008 a été adoptée dans le but de donner un cadre général à la politique marine européenne. À cet égard, elle a pour objectif de : « promouvoir l'intégration des préoccupations environnementales au sein de toutes les politiques concernées et constituer le pilier environnemental de la future politique maritime de l'Union européenne ». Elle vise donc à prendre en compte au sein d'un seul plan les effets sur le milieu marin des mesures de différentes politiques sectorielles comme notamment la politique commune de la pêche, la politique de sécurité maritime, la politique de l'eau ou encore la politique de recherche de l'Union européenne. L'objectif opérationnel poursuivi par la directive est d'atteindre le bon état écologique du milieu marin en 2020.

La transposition de la Directive « DCSMM » en droit français s'effectue par l'établissement de Plans d'Action pour le Milieu Marin (PAMM), qui constituent le volet environnemental des futurs documents stratégiques de façade et qui déclinent eux-mêmes à l'échelle de chaque façade les objectifs de la Stratégie Nationale pour la Mer et le Littoral. Ces PAMM, déclinés au sein de chacune des sous-régions marines listées à l'article 4 de la directive, sont les instruments spécifiques mis en œuvre par les Etats membres pour atteindre cet objectif. La France métropolitaine est ainsi concernée par trois sous-régions de la région Atlantique nord-est : Manche-Mer du Nord, Mers celtiques et Golfe de Gascogne et une seule sous-région Méditerranée occidentale dans la région Méditerranée. Elaborés sous la responsabilité des préfets maritimes et de région, ces plans d'action pour le milieu marin doivent intégrer les éléments suivants (i) une évaluation initiale de l'état de la sous-région marine, (ii) une définition du bon état écologique de la sous-région, à atteindre pour 2020, (iii) la fixation d'objectifs environnementaux, (iv) un programme de surveillance et un programme de mesures.

Les projets de développement des énergies renouvelables en mer prévus en lien avec les objectifs fixés au sein de la PPE devront ainsi veiller au respect des orientations fixées au sein des PAMM.

Schéma Régional d'Aménagement, de Développement Durable et d'Egalité des Territoires (SRADDET)

Créé par la loi Notre de juillet 2015, le SRADDET est un document qui précise les orientations structurantes d'organisation de l'espace régional. Il a pour objectif d'assurer l'équilibre et l'égalité des territoires et intègre la planification de plusieurs politiques publiques (transports, environnement, logement, développement économique, etc.) de manière cohérente, notamment dans leur dimension spatiale.

Le SRADDET reprend les éléments essentiels de plusieurs schémas qui lui préexistaient : le schéma régional climat-air-énergie (SRCAE), le schéma régional de cohérence écologique (SRCE), les plans régionaux et départementaux de gestion et prévention des déchets, et le schéma régional de l'intermodalité (SRI).

Ainsi les orientations prises dans PPE, et particulièrement dans la SDMP, pourront influencer les SRADDET et plus particulièrement les SRI pour orienter les choix pris en termes de développement régional dans le domaine de l'énergie et des transports.

Schéma de développement des aires de covoiturage

Introduits par l'article 52 de la LTECV, les schémas de développement des aires de covoiturage sont destinés à faciliter la pratique du covoiturage. La SDMP entérine le principe de ces schémas, qui seront par ailleurs soutenus par un référentiel de bonnes pratiques et une stratégie de développement coordonné.

3. ETAT INITIAL DE L'ENVIRONNEMENT

Caractéristiques et dynamiques de l'environnement en France

L'état initial présente de manière synthétique et non exhaustive des éléments de description du territoire national au regard des 9 thématiques environnementales retenues. Le choix de segmentation des thématiques environnementales retenu pour l'ensemble de l'évaluation environnementale est explicité au chapitre 7 du présent rapport « présentation des méthodes utilisées ». Les 9 thématiques considérées sont les suivantes :

- Energies et changement climatique
- Risques naturels et technologiques
- Milieux naturels et biodiversité
- Utilisation et pollution des sols
- Ressource en eau
- Qualité de l'air
- Ressources et déchets
- Nuisances
- Paysages et patrimoine

L'état initial de l'environnement identifie les principales caractéristiques et dynamiques nationales au regard de chaque thématique, et met en lumière les perspectives d'évolution attendues compte-tenu des tendances observées par le passé et des plans, programmes et cadres réglementaires en place.

Une synthèse relative à chaque thématique est proposée en fin de chaque chapitre. Elle est accompagnée des représentations schématiques suivantes traduisant la sensibilité environnementale et les tendances à l'œuvre. La notion de sensibilité est ici analysée d'un point de vue national, et vise à évaluer le niveau d'enjeu, en France métropolitaine, relatif à la thématique. Le tableau ci-dessous explicite les critères qui ont été pris en compte pour l'identification des différents niveaux de sensibilité.

Légende :

Sensibilité	
●	Sensibilité faible : thématique caractérisée par des enjeux de faible ampleur et ponctuels, et/ou un enjeu maîtrisé à l'échelle du territoire métropolitain.
● ●	Sensibilité modérée : existence de zones à enjeux modérés, et/ou enjeu modéré à l'échelle du territoire métropolitain.
● ● ●	Sensibilité forte : existence de zones critiques ou à fort niveau d'enjeu, et/ou enjeu fort et généralisé sur l'ensemble du territoire métropolitain.

Scénario tendanciel	
↗	tendance à l'amélioration
→	situation globalement stable
↘	dégradation de la situation

Pour chacune des thématiques traitées, les principales sources utilisées sont rappelées en fin de chapitre.

L'état initial de l'environnement est complété, en guise de conclusion, par une synthèse et une mise en perspective des enjeux environnementaux du territoire national, tenant compte de la sensibilité de chaque thématique environnementale et de ses interactions avec les enjeux énergétiques.

Energies et changement climatique

Une stabilisation de la consommation énergétique

Les français consomment en moyenne 2,4 tep/habitant en 2014

Comme le montrent les deux graphiques suivants, la consommation d'énergie primaire corrigée des variations climatiques a cessé d'augmenter, en France, au début des années 2000 après avoir atteint un pic de 260 Mtep. Cette stabilisation s'explique à la fois par le ralentissement de l'économie et les résultats des politiques d'efficacité énergétique mises en place. Après une chute brutale en 2009 liée à la crise économique la consommation d'énergie primaire s'est stabilisée autour de 255 Mtep et continue à diminuer depuis.

La consommation "non énergétique" d'énergie concerne les matières premières énergétiques consommées à des fins non

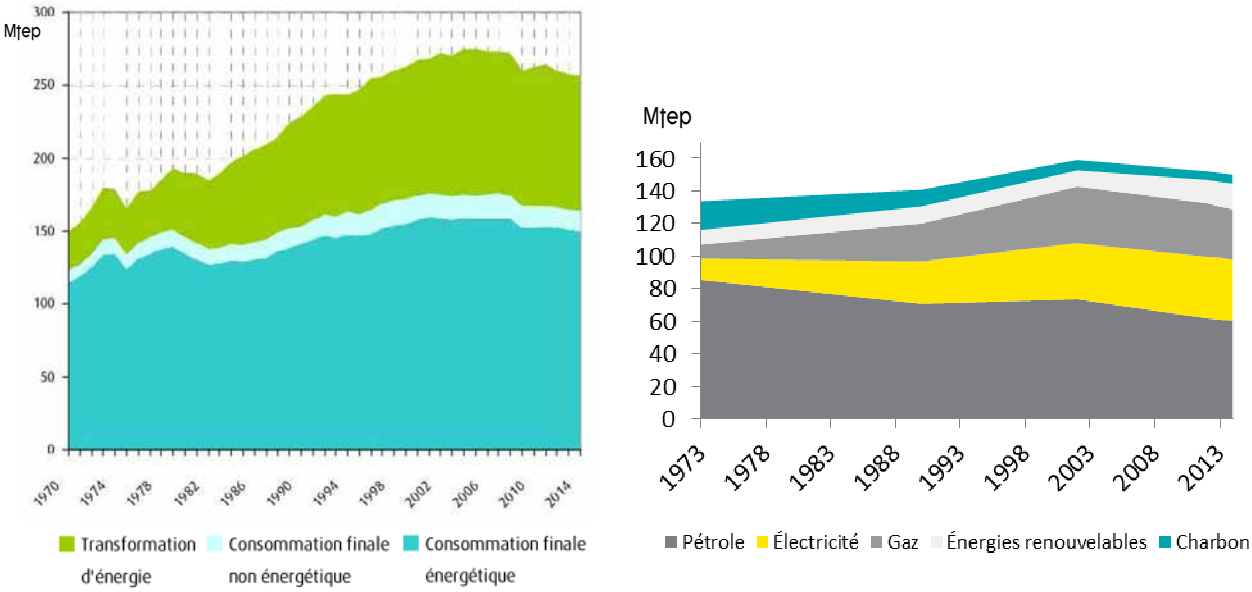


Figure 1 : A gauche, consommation totale d'énergie primaire en France (en Mtep) répartie par usage ;
A droite, consommation d'énergie finale (en Mtep) par forme d'énergie

Source : bilan énergie 2014 du CGDD

énergétiques, essentiellement dans l'industrie chimique. Elle est surtout constituée de produits pétroliers et de gaz naturel (ex: gaz naturel pour la fabrication d'engrais, naphta pour les plastiques, etc.). La consommation finale non énergétique s'élève en 2014 à 14 Mtep (sur une consommation totale d'énergie primaire de 257 Mtep au total), soit environ 5%. Rapportée à la consommation totale d'énergie finale corrigée des variations climatiques (qui s'établit à 164 Mtep en 2014), elle s'élève à 8% des consommations. Les parties qui suivent se concentrent sur les usages énergétiques de l'énergie, représentant la majorité des consommations (95% de la consommation primaire).La consommation finale d'énergie (hors usages non énergétiques) atteint 150 Mtep en 2014, ce qui représente une baisse de 5,6% par rapport à 2002 (9 Mtep) et un ratio de 2,4 tep/habitant. La tendance de fond de baisse de la consommation énergétique semble avoir débuté en 2005. L'intensité énergétique, définie comme le rapport entre la consommation énergétique totale et le PIB, enregistre une diminution de près de 23 % à l'échelle nationale. Ceci traduit une amélioration de l'efficacité énergétique de l'économie française.

- Par ailleurs, en dix ans, la répartition sectorielle de la consommation s'est sensiblement modifiée. La part du résidentiel-tertiaire était de 43,6% en 2003 et de 44,9% en 2015. Celle des transports est passée de 32,9% à 33,1%. Celle de l'industrie est passée de 20,4% à 19% tandis que celle de l'agriculture est restée stable à 3%.

Le bâtiment, premier consommateur d'énergie en France

Le bâtiment (résidentiel - tertiaire) est responsable de 45% de la consommation finale d'énergie (dont 30% pour les bâtiments résidentiels). Le transport est le deuxième secteur (33%) le plus consommateur d'énergie suivi par l'industrie (19%, dont 3% pour la sidérurgie). L'agriculture ne représente quant à elle que 3% de la consommation d'énergie finale française.

Objectif 2020 :

« La France s'est fixé un double objectif de réduire sa consommation énergétique à 131,4Mtep d'énergie finale et 236,3Mtep d'énergie primaire en 2020 dont 16,4Mtep de consommation non énergétique.»

Panorama énergie climat 2014 (DGEC)

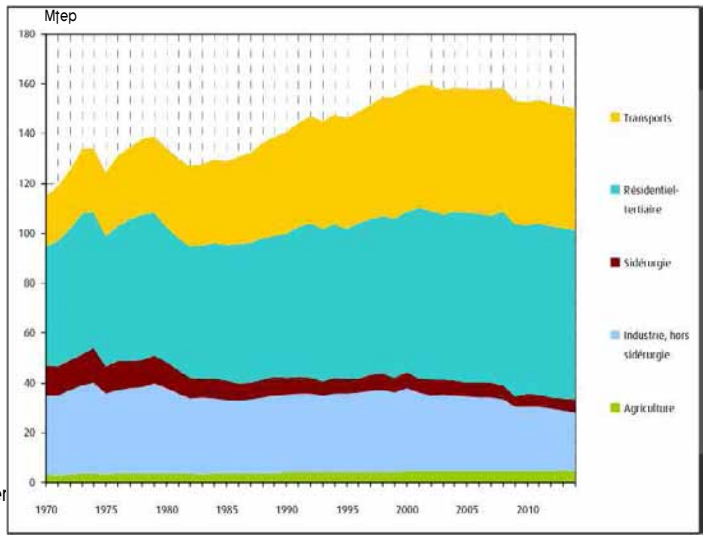


Figure 2 : Consommation finale d'énergie par secteur en France

Source : bilan énergie 2014 du CGDD

L'agriculture, qui ne représente que 3% de la consommation d'énergie finale française, présente des spécificités. Plus de la moitié de l'énergie consommée est destinée aux tracteurs et engins automoteurs, essentiellement sous forme de fioul domestique. Environ le quart de l'énergie est utilisé pour les bâtiments d'élevage et les serres, majoritairement sous les formes d'électricité et de gaz naturel. En 2011, les produits pétroliers représentent la majeure partie (70 %) de la consommation d'énergie du secteur agricole en France. Hors produits pétroliers, l'électricité constitue le premier poste énergétique (18 %), suivie par le gaz naturel (8 %). Les énergies renouvelables ne représentent quant à elles que 4 % du total. Il s'agit souvent d'une autoconsommation de bois ou de biomasse produits directement par l'exploitation.[19]

Dans ce contexte, la maitrise de la demande, passant par le développement de comportements économes en énergie et par l'amélioration des performances énergétiques (bâtiments, équipements, etc.), est un levier de première importance pour réduire les consommations du secteur et les pressions environnementales en découlant.

Parallèlement à leurs activités traditionnelles, les exploitations agricoles développent des activités de production d'énergie, soit pour une autoconsommation, soit pour les revendre sur les réseaux énergétiques. Outre les unités de production électriques intégrées aux installations agricoles (éoliennes, panneaux photovoltaïques, etc.), deux principales voies de valorisation de la biomasse s'ouvrent aux exploitants agricoles : les biocarburants et la méthanisation.

La PPE, en orientant et en favorisant le développement des énergies renouvelables, constituera un cadre favorable au développement de ces sources de production.

L'approvisionnement énergétique français : une prédominance de l'électricité et une montée en puissance des énergies renouvelables

Production d'électricité

En 2014, la France bénéficie d'un parc de production d'électricité d'une puissance installée totale de 128 943 MW. En plus de cette capacité de production, la France profite des interconnexions entre réseaux européens. Ainsi les capacités d'échange globales de la France s'élèvent à environ 12 000 MW pour l'export et 8 000 MW pour l'import.

Ces capacités de production et d'échange sont des atouts importants pour la France puisqu'elles lui permettent d'assurer l'équilibre de son réseau lors de la pointe de consommation hivernale (en important de l'électricité, notamment depuis l'Allemagne) et de contribuer positivement à la balance commerciale (en exportant de l'électricité, notamment de l'électricité nucléaire dont le coût variable est faible). Ainsi, en 2014, le total des exportations s'élevait à 92,4 TWh et le total des importations à 27,3 TWh, soit 65,1 TWh d'exportations net.

La production d'électricité repose principalement sur la capacité nucléaire de la France (première puissance installée d'Europe) et sur les énergies renouvelables.

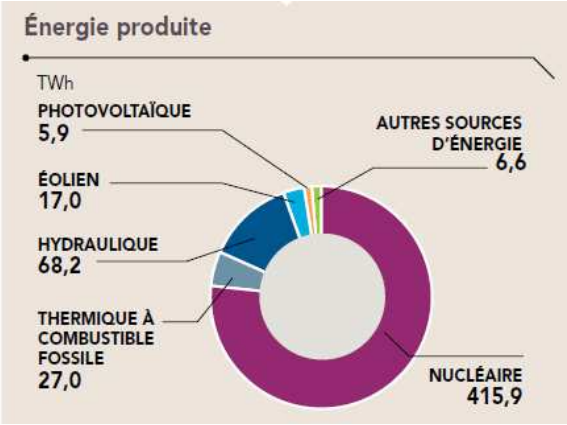


Figure 3 : Production nette d'électricité (TWh) en 2014 en France métropolitaine

Source : Bilan électrique RTE 2014

Puissance installée au 31/12/2014 (MW)	Ensemble France			
	Puissance (MW)	Évolution par rapport au 31/12/2013	Évolution (MW)	Part du parc installé
Nucléaire	63 130	+0,0%	+0	48,9%
Thermique à combustible fossile	24 411	-5,0%	-1 296	18,9%
dont charbon	5 119	-19,5%	-1 240	4,0%
fioul	8 883	-0,7%	-65	6,9%
gaz	10 409	+0,1%	+9	8,0%
Hydraulique	25 411	-0,1%	-23	19,7%
Éolien	9 120	+11,8%	+963	7,2%
Photovoltaïque	5 292	+21,2%	+926	4,1%
Autres Sources d'énergie	1 579	+6,2%	+92	1,2%
Total	**128 943**	**+0,5%**	**+662**	**100%**

Figure 4 : Puissance installée (MW) en France métropolitaine au 31/12/2014

Source : Bilan électrique RTE 2014

La production électrique recouvre des réalités différentes selon les régions et les territoires, ainsi :

- la production d'énergie nucléaire est principalement réparti le long des cours d'eau et du littoral et plus particulièrement le long de la vallée du Rhône,
- les capacités de production à partir d'énergie éolienne se situent principalement dans le nord de la France, en Bretagne et dans la région du Languedoc-Roussillon,
- les capacités de production d'électricité utilisant l'énergie solaire se situent principalement dans le sud de la France,

[19] Source : CGDD (http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/CS517.pdf)

- les ressources en hydroélectricité sont quant à elles localisées en montagne pour 40 % de la capacité, notamment dans les Alpes et les Pyrénées, et dans une moindre mesure en Alsace. Il est important de noter que 26% de la capacité de production d'hydroélectricité (soit 6,5 GW) fonctionne au fil de l'eau. La production de ces installations dépend directement du débit des fleuves et donc des conditions météorologiques.

Comme le montre la carte ci-dessous, la diversité des ressources et des capacités installées permet à certaines régions d'atteindre un taux de couverture moyen de la consommation en électricité par la production des énergies renouvelables supérieur à 50%. Au niveau national ce taux était de 19,5% en 2014.

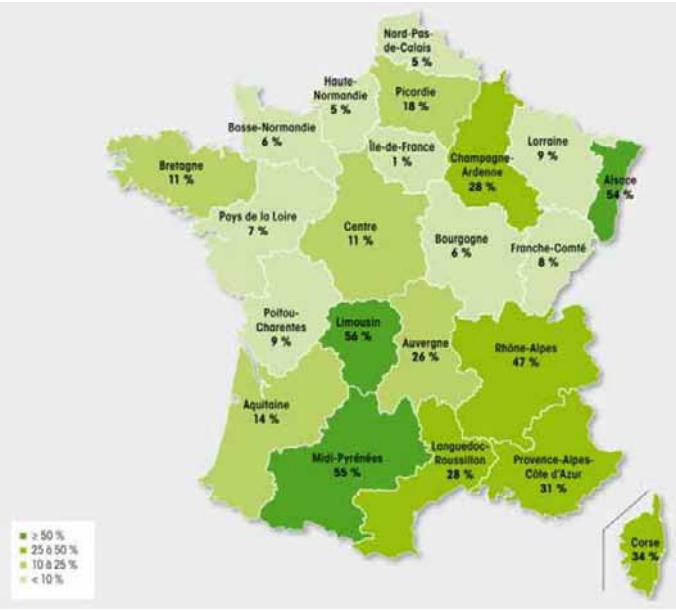


Figure 3 : Couverture moyenne de la consommation d'électricité par les énergies renouvelables

Source : bilan des énergies renouvelable 2013 de RTE

Gaz et produits pétroliers

La quasi-totalité du gaz naturel consommé en France (~ 500 TWh) est aujourd'hui importée. En effet, suite à la fin de l'exploitation commerciale du gisement de Lacq depuis l'automne 2013, la production de gaz brut a chuté de 30% par rapport à 2012 avec un volume produit de 0,748 milliard de m³, soit moins de 1% des besoins du pays. De même, la production de pétrole s'élève à 0,792 millions de tonnes la même année, ce qui couvre 1% de la demande de métropole.

On dénombre, en France, 37 500 km de réseau de transport et 194 000 km de réseau de distribution, 15 sites de stockage de gaz naturel et 3 terminaux méthaniers. La carte ci-contre expose la localisation des importations de produits pétroliers sur le territoire et l'organisation de leur distribution.

Figure 4 : Infrastructures gazières en France en 2013

Source : Panorama énergie-climat du DGEC édition 2014

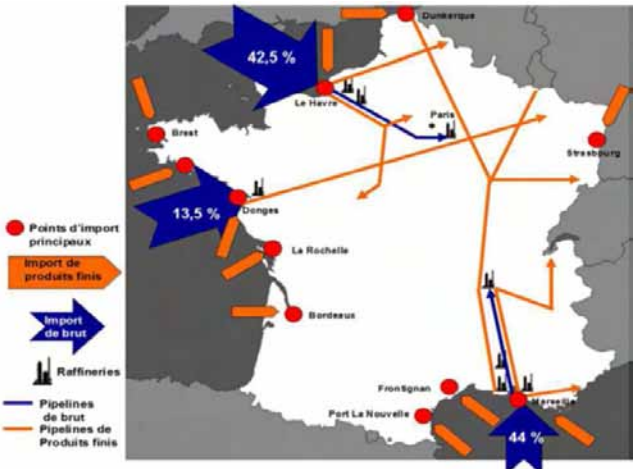


Figure 5 : Importation de produits pétroliers en France en 2013

Source : Panorama énergie-climat du DGEC édition 2014

Energies renouvelables thermiques

En 2013, la filière Biomasse Énergie représente environ 60% de la production d'énergie finale renouvelable en France. Cette filière est surtout dominante en matière de production de chaleur renouvelable, sa contribution s'élevant dans ce domaine à environ 85%.

En particulier, le bois-énergie constitue le premier vecteur de production primaire (39%) d'énergies renouvelables en 2014, devant l'hydraulique (24%).

Sur les 22,4 Mtep de cette production primaire totale d'énergies renouvelables, la production primaire d'énergie thermique et à partir de déchets représente 16 Mtep et se répartit comme le montre le graphe ci-dessous.

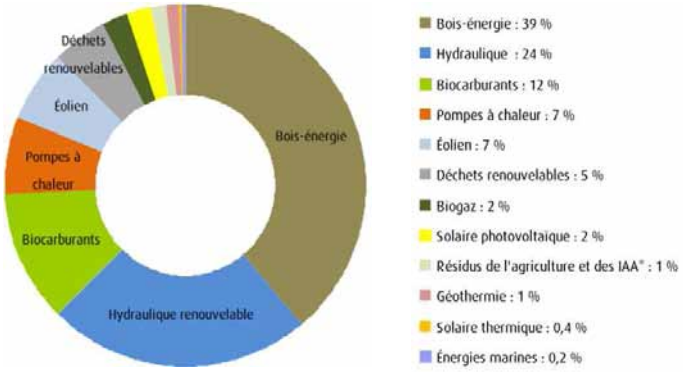


Figure 6 : Part de chaque filière dans la production primaire d'énergies renouvelables en France métropolitaine en 2014

Source : SOeS

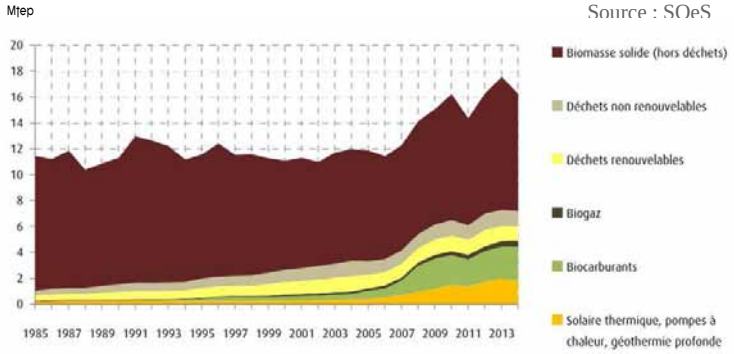


Figure 7 : Evolution de la production primaire d'énergies renouvelables thermiques et déchets

Source : SOeS

Des enjeux d'accès à l'énergie et de précarité énergétique à ne pas négliger

Qualité de l'accès à l'énergie

La qualité de l'accès à l'énergie est dépendante du contexte territorial, et toutes les régions en France ne bénéficient pas de la même qualité d'accès. Au regard de l'approvisionnement électrique, on peut citer l'exemple des régions Provence-Alpes-Côte-d'Azur et Bretagne, situées en pointe de réseau et aujourd'hui faiblement pourvues en capacités de production électrique, qui se trouvent dans une situation de dépendance énergétique vis-à-vis des autres régions, accroissant le risque de coupure d'électricité en cas d'accident sur les réseaux.

Cette situation appelle à des actions coordonnées de renforcement des réseaux et de déploiement des énergies renouvelables qui injectent leur production localement, à l'échelle métropolitaine et en particulier au sein des territoires nécessitant un renforcement de leur sécurité énergétique.

Précarité énergétique

La précarité énergétique résulte à la fois d'une contrainte sur les ressources du ménage et des caractéristiques du logement. La loi du 10 juillet 2010, dite loi Grenelle 2, énonce une définition légale de la précarité énergétique : « Est en situation de précarité énergétique [...] une personne qui éprouve dans son logement des difficultés particulières à disposer de la fourniture d'énergie nécessaire à la satisfaction de ses besoins élémentaires en raison de l'inadaptation de ses ressources ou de ses conditions d'habitat. ».

L'observatoire national de la précarité énergétique (ONPE) a été mis en place le 1er mars 2011 afin de disposer d'une connaissance fiable et partagée du phénomène de précarité énergétique. L'ONPE a présenté en septembre 2014 son premier rapport, dans lequel il propose un panier d'indicateurs pour mesurer la précarité énergétique :

- **le taux d'effort énergétique (TEE), qui concerne 2,72 millions de ménages en France,** sur la base de l'enquête nationale logement de 2006. Il s'agit de l'indicateur le plus fréquemment utilisé en France : tout foyer consacrant plus de 10% de son revenu aux dépenses énergétiques est considéré en situation de précarité énergétique. Comme certains ménages peuvent consacrer plus de 10% de leurs revenus à leurs dépenses énergétiques sans pour autant être en situation de difficulté financière, l'ONPE ne retient cet indicateur que pour les 3 premiers déciles de revenus.

- **l'indicateur BRDE (bas revenus, dépenses élevées), qui concerne 3,42 millions de ménages en France.** Selon cet indicateur, inspiré de récents travaux britanniques, les ménages sont considérés en situation de précarité énergétique à une double condition : leurs revenus sont faibles (inférieurs au seuil de pauvreté) et leurs dépenses énergétiques sont élevées (supérieures à la médiane nationale).
- le ressenti de l'inconfort, un indicateur qui concerne 1,29 millions de ménages en France. Cet indicateur, subjectif, porte sur la sensation de froid exprimée par les ménages.

En réalité, ces 3 indicateurs se recouvrent partiellement. De l'ordre de 5 millions de ménages répondent à au moins l'un des 3 critères ci-dessus.

En 2012, chaque ménage consacrait en moyenne par an 1 702 € pour l'énergie domestique et 1 502 € pour les carburants, soit au total 8,1 % de ses dépenses totales.

Evoluer vers un mode de développement « bas-carbone »

Bilan des émissions de gaz à effet de serre en France

En 2012, les émissions de gaz à effet de serre de l'inventaire de la France métropolitaine s'élevaient à 478 Mt CO_2eq, soit 6 765 kg CO_2eq par habitant[14].

Comme l'illustre la figure ci-dessous, représentant les émissions sur le territoire français en PRG (Pouvoir de Réchauffement Global), les émissions de gaz à effet de serre sont en baisse significative depuis le début des années 2000.

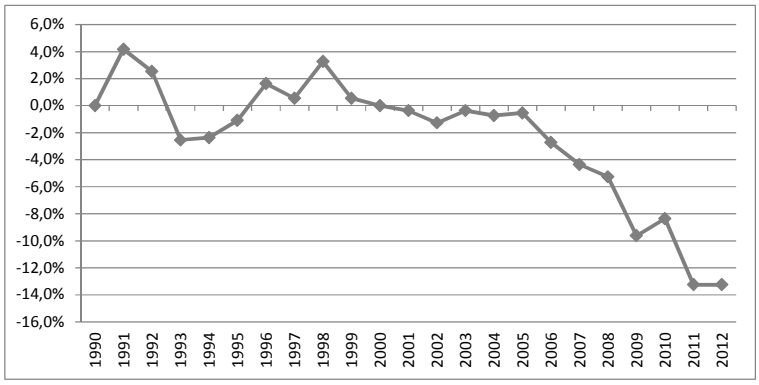


Figure 8 : Ecart annuel des émissions de gaz à effet de serre (en CO_2eq.) du territoire métropolitain par rapport à 1990

Source : Inventaire des émissions de gaz à effet de serre en France de 1990 à 2012

Le CO_2 est prépondérant puisque responsable de 74% des émissions de gaz à effet de serre, comme l'illustre la figure ci-dessous.

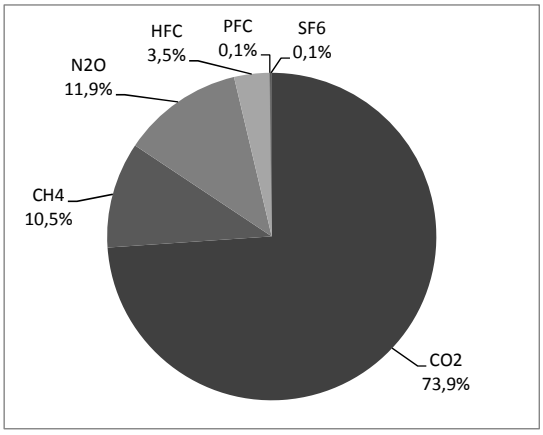


Figure 9 : Contribution des différents gaz à effets de serre au PRG global de la France métropolitaine en 2012

Source : Inventaire des émissions de gaz à effet de serre en France de 1990 à 2012

Le secteur le plus émetteur de GES est celui du transport qui pèse pour 26% dans le PRG émis en France en 2012 (Métropole et DOM), pour lequel le transport terrestre représente 90% des émissions. Ces émissions sont majoritairement dues à la consommation de carburants fossiles. Les émissions des secteurs résidentiel et tertiaire qui représentent 19% du PRG émis sont principalement dues à la combustion de ressources fossiles pour le chauffage. En ajoutant les émissions

[14] Source : Inventaire des émissions de gaz à effet de serre en France de 1990 à 2012, MEDDE/SOeS

dues aux émissions industrielles réalisées dans les secteurs de l'industrie, de la construction et dans la transformation d'énergie, la consommation d'énergies est directement responsable de la production de plus de deux tiers des émissions de gaz à effet de serre sur le territoire métropolitain (68,4 %).

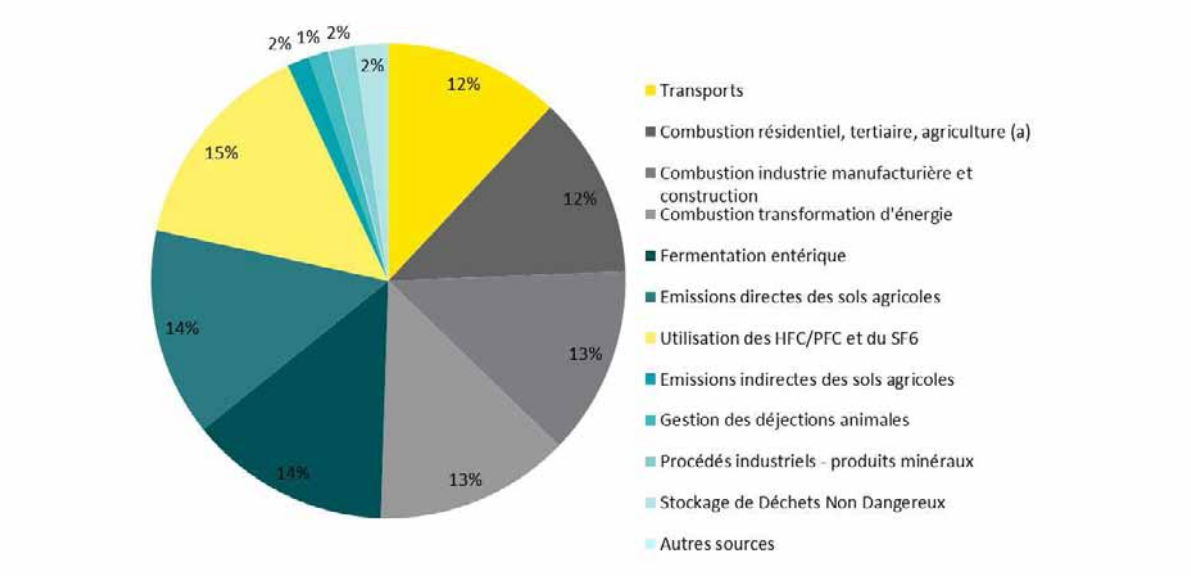


Figure 10 : Répartition des sources d'émission de GES selon leur PRG pour la France (Métropole et DOM) en 2013

Source : d'après CITEPA – inventaire CCNUCC novembre 2015

Un système énergétique faiblement carboné mais des enjeux d'empreinte carbone à ne pas négliger en lien avec le développement des énergies renouvelables

Facteurs d'émissions directes

90% de la production électrique en France se fait sans émissions directes de CO_2 grâce au nucléaire et aux énergies renouvelables. Ainsi le contenu carbone du mix électrique français est de l'ordre de 61 gCO_2/kWh comparativement au mix moyen européen qui est de 352 g CO_2 / kWh, lorsqu'il est tenu compte des émissions directes uniquement.[15] Au-delà de la production électrique, l'extraction et l'utilisation de combustibles fossiles contribuent à émettre des GES dans l'atmosphère. Les facteurs d'émission des différents combustibles fossiles et sources conventionnelles de production d'électricité sont rappelés ci-après[16].

	production d'énergie hors électricité				production d'électricité			
	Charbon	Gaz	Petrole	EnR	Charbon	Fioul	Gaz	Nucléaire, EnR
Unités	*MtCO2e/Mtep*				*MtCO2e/TWhe*			
Facteurs d'émission	4,10	2,39	3,18	0	0,96	0,67	0,46	0

Le cas spécifique des carburants à la pompe

Les émissions directes des carburants à la pompe doivent prendre en compte le taux d'incorporation de biocarburant. Dans sa base carbone, l'ADEME retient des émissions des biocarburants égales à 65% des émissions d'un carburant fossile correspondant[17]. Ce choix méthodologique permet une première prise en compte du taux d'incorporation de biocarburant mais ne constitue pas une réponse détaillée à la problématique complexe de la comptabilité des émissions de GES induites par la fabrication des biocarburants (voir ci-dessous).

[15] Source : AIE, mars 2014, émissions de CO2 issues de la production d'électricité en 2011.

[16] Les sources détaillées pour les différents facteurs d'émission sont précisées au chapitre 8 (description des methods utilisées)

[17] Source : ADEME, documentation des facteurs d'émission de la base carbone Version 11.0.0 - novembre 2014

Facteurs d'émission en kgCO2e / litre	CO_2	CH_4	N_2O	Total
Essence Pompe 2009	2.71	0.05	0.04	2.80
Essence E10	2.67	0.05	0.04	2.76
Essence E85	2.13	0.03	0.21	1.47
Diesel pompe 2009	3.07	0.04	0.05	3.17
Diesel B30	2.65	0.04	0.17	2.87

Tableau 2 : facteurs d'émission des carburants à la pompe

Source : d'après données ADEME – base carbone

Analyse de cycle de vie

La prise en compte des émissions indirectes est cependant nécessaire afin de rendre compte de l'empreinte environnementale de l'ensemble des étapes associées à la production et consommation d'énergie, au-delà de sa seule production. Le contenu en ACV (analyse en cycle de vie) prend en compte l'ensemble du CO2 émis au cours de toutes les étapes du cycle de vie, depuis l'extraction des matières premières, en passant par la fabrication, le transport, la distribution, la gestion des déchets, etc.

Les facteurs d'émission en ACV des différentes sources de production d'énergie sont rappelés à titre informatif ci-après. Pour rappel seules les émissions territoriales sont prises en compte pour la comptabilisation des émissions de GES nationales au sens du Protocole de Kyoto.

Filière	Facteur d'émission (gCO2eq/kWh)
Eolien	7
Géothermie	45
Hydraulique	6
Photovoltaïque	55
Centrale charbon	1060
Centrale fioul	730
Centrale gaz	418
Centrale nucléaire	6

Tableau 3 : Facteurs d'émission de l'électricité pour les moyens de production en France exprimés en gCO_2e / kWh (ACV – amont et production)

Source : ADEME – base carbone

Pour toute production électrique utilisant une énergie primaire renouvelable (vent, soleil, bois, géothermie, etc), la convention prise est de ne tenir compte que des émissions « amont » pour l'énergie, et des émissions liées à la fabrication et à la maintenance du dispositif de production. L'utilisation de l'énergie primaire en elle-même est considérée comme sans émissions.

Le graphique ci-dessous fournit une comparaison des émissions en ACV de différentes technologies, dont certaines renouvelables (solaire, hydraulique, éolien), à partir de données 2010. Les chiffres indiqués pour les années futures reflètent les réductions d'émissions attendues par l'UNEP dans son scénario[18] du fait des progrès technologiques et de l'amélioration de l'efficacité énergétique dans les procédés de production des équipements.

[18] UNEP (2015) Green Energy Choices: The benefits, risks, and trade-offs of low-carbon technologies for electricity production

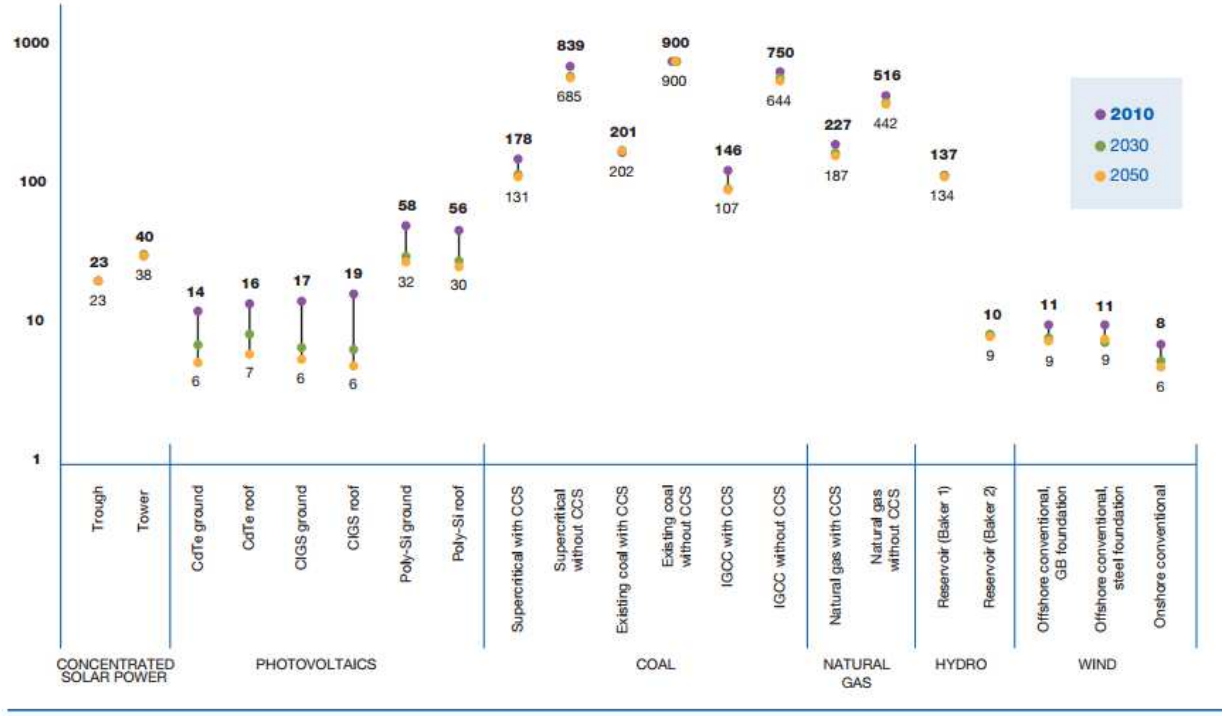


Figure 11 : émissions en ACV de différentes technologies EnR et conventionnelles en g CO_2 e / kWh

Source : UNEP (2015) Green Energy Choices: The benefits, risks, and trade-offs of low-carbon technologies for electricity production

En ce qui concerne l'ACV des biocarburants, les études sur le sujet montrent que, sans tenir compte du changement d'affectation des sols, les biocarburants offrent des réductions réelles de gaz à effet de serre, de l'ordre de -30 à -40% au minimum par rapport aux filières fossiles (diesel, essence)[19]. Malgré tout, l'incidence des biocarburants sur le changement climatique dépend fortement du type de biocarburant considéré. Pour les biocarburants de première et deuxième génération, cette incidence demeure incertaine du fait des changements d'affectation des sols pouvant être associés à ces filières : l'utilisation des sols pour la production de ces carburants peut avoir une incidence sur le bilan des stocks de carbone dans les sols. Pour les biocarburants de troisième génération, on peut s'attendre à une incidence plutôt positive sur le changement climatique : les micro-organismes utilisés présentent un fort potentiel de fixation du carbone et sont largement moins intensifs en sols utilisés. Les biocarburants de 3ème génération étant encore en phase de recherche et développement, les incidences positives escomptées seront susceptibles de se ressentir à moyen-long terme, et devront dans tous les cas faire l'objet d'études d'approfondissement.

La contribution non négligeable des écosystèmes forestiers au stockage de carbone et à l'atténuation du changement climatique

Le stock de carbone dans la biomasse des arbres vivants des forêts de France métropolitaine était estimé en 2009 à 1 208 Mt de carbone (parties aériennes et souterraines). La quantité de carbone stockée dans les 30 premiers centimètres des sols forestiers et dans la litière (biomasse morte au sol et humus) est équivalente à celle de la biomasse vivante avec 1 259 Mt de carbone stocké en 2012. Au total, environ 155 tonnes de carbone sont stockés par hectare de forêt française.

Le bilan entre la séquestration et les émissions de CO_2 d'origine forestière d'un territoire varie au rythme du développement de la superficie forestière et de la maturité des arbres. La forêt française séquestre du CO_2 atmosphérique, c'est un puits de CO_2. Sur la période 2005-2011, de l'ordre de 17 Mt de carbone ont été stockées en plus chaque année dans la biomasse des forêts métropolitaines, soit environ 62 Mt CO_2/an - soit plus de 12% des émissions de GES annuelles moyennes nationales sur la période. Ce puits est la conséquence directe de volumes de prélèvements globalement inférieurs à la production biologique, notamment en raison d'une expansion forte de la superficie forestière au cours des dernières décennies.

Toutefois, ce puits de carbone risque de diminuer dans les années à venir, sous l'effet des changements climatiques (pertes de biomasse liées aux sécheresses en particulier), mais aussi du fait de l'évolution tendancielle et naturelle de la structure en âges des peuplements forestiers comme l'a mis en évidence le projet européen CarboEurope. La hausse de l'exploitation des forêts pourrait également conduire à amenuiser ce potentiel de stockage carbone. Les effets potentiellement négatifs de l'exploitation forestière sur son action en matière de stockage carbone sont toutefois à relativiser, l'absence d'exploitation pouvant, selon les conditions, aussi conduire à une dégradation de la fonction de la forêt en termes de stockage de carbone ; et les pratiques de gestion durables pouvant, au contraire, contribuer à préserver le potentiel de stockage carbone des forêts.

[19] ADEME, février 2010, Analyses de Cycle de Vie appliquées aux biocarburants de première génération consommés en France

Perspectives d'évolution de la consommation énergétique et des émissions de GES à court et moyen termes

L'évolution de la demande énergétique et des émissions de GES à court et moyen terme dépend de nombreuses hypothèses relatives à la démographie, à l'efficacité énergétique et aux évolutions économiques. L'adoption de la LTECV fixe en outre des objectifs permettant d'éclairer ces perspectives.

Evolution de la demande à court et moyen terme : un faisceau d'incertitudes maîtrisé

Différents exercices de prévision des besoins énergétiques ont été menés dans le cadre de l'élaboration de la PPE. Des fourchettes haute et basse de besoins énergétiques à horizon 2023 ont ainsi pu être dégagées, à partir de l'analyse de différents scénarii s'appuyant sur :

- des hypothèses démographiques en ligne avec les projections de l'INSEE de 2010,
- des hypothèses de croissance économique allant d'un scénario de sortie progressive de la crise aligné avec les recommandations de la Commission européenne, à un scénario plus ambitieux de sortie de crise avec rebond,
- des niveaux d'ambition variables concernant l'efficacité énergétique dans l'ensemble des secteurs (transports, résidentiel - tertiaire, industrie).

Le niveau de consommation finale d'énergie était de 155,1 Mtep en 2012 (bilan SOeS, juillet 2014). Dans le cas du scénario de référence de la PPE, elle baisse de 12,6% en 2023 par rapport à 2012, soit une variation moyenne annuelle de 1,2%. Dans le cas de la Variante, elle baisse de 3,1%, soit 0,3% par an. La tendance historique fondée sur l'évolution 2002 - 2014 (baisse de l'ordre d'un peu moins de 0,5% par an) conduirait à un niveau de consommation de 147 Mtep en 2023. L'écart entre les deux scénarios haut et bas à 2023 est de l'ordre de 11%. Si on prolonge ces évolutions au-delà de 2023, le scénario de référence permet de répondre à l'objectif de la loi à l'horizon 2030 de réduction de 20% de la consommation finale d'énergie.

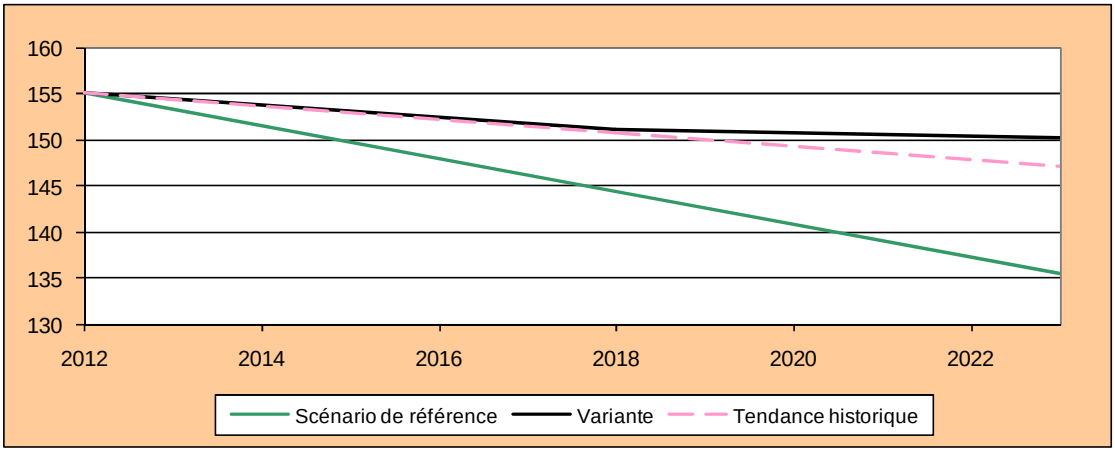


Figure 12 : Faisceau d'évolution probable de la demande énergétique finale

Source : d'après les scénarios des besoins énergétiques de la DGEC

Ces projections s'inscrivent dans une tendance de plus long terme, la LTECV fixant l'objectif de réduire la consommation énergétique finale de 50 % en 2050 par rapport à la référence 2012, en visant un objectif intermédiaire de 20 % en 2030.

Evolutions des émissions de GES à court et moyen termes : un cadre fixé par la LTECV

La LTECV fixe un objectif de réduction de 40 % des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2030 et 75 % à l'horizon 2050 par rapport à 1990. Elle vise à orienter à la baisse les émissions de GES, en accélérant notamment le développement des EnR, et en incitant à une meilleure efficacité énergétique dans l'ensemble des secteurs. Ces mesures portent notamment sur la rénovation des bâtiments et le développement de transports plus respectueux de l'environnement. Des objectifs sont fixés, par exemple : disposer de 7 millions de points de charge pour les véhicules électriques en 2030, faire en sorte que 10 % de l'énergie consommée dans tous les modes de transport provienne de sources renouvelables en 2020 et 15 % en 2030, ou encore faire passer tous les bâtiments au standard « bâtiment basse consommation » (BBC) d'ici 2050.

Concernant le développement des EnR, les objectifs de la LTECV sont de multiplier par plus de deux la part des EnR dans le modèle énergétique français et de favoriser une meilleure intégration de ces EnR dans le système électrique. Les actions déjà engagées (exemple : appel à projet pour 1 500 méthaniseurs en trois ans pour produire de l'énergie à partir de déchets agricoles par exemple), ou en cours d'application (généralisation à toute la France de l'expérimentation du permis unique pour les éoliennes, les méthaniseurs et les installations soumises à la loi sur l'eau par exemple) visent directement à favoriser le développement des EnR à court et moyen terme et à contribuer à l'atteinte de l'objectif de porter la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % en 2030.

L'objectif de réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025 implique cependant de veiller à ne pas augmenter les émissions de GES associées à l'utilisation d'énergies fossiles en remplacement du nucléaire.

Dans ce cadre, la stratégie nationale bas-carbone, instituée par la LTECV, définit la marche à suivre pour réduire les émissions de GES à l'échelle de la France et respecter les objectifs de réduction définis. Elle fixe ainsi, pour les périodes 2015-2018, 2019-2023 et 2024-2028 des budgets carbone de 442, 399 et 358 Mt de CO_2eq par an, à comparer à des émissions annuelles de 551, 556 et 492 Mt de CO_2eq en 1990, 2005 et 2013 respectivement.

Evolutions de consommation et d'émissions pour le secteur des transports

L'évolution de la demande énergétique et des émissions de GES à court et moyen terme dépend de nombreuses hypothèses relatives à la démographie, à l'efficacité énergétique et aux évolutions économiques. L'adoption de la LTECV fixe des objectifs permettant d'éclairer ces perspectives. La SNBC développe un scénario de référence qui fixe la trajectoire de réduction des émissions de GES. La SNBC propose un objectif indicatif de diminution des émissions des GES du secteur des transports de 21% d'ici à la fin du 3e budget carbone, afin d'atteindre 96 Mt CO2eq.

La SDMP retient deux scénarios pour l'évolution des besoins énergétiques liés aux transports : un scénario de référence et une Variante. L'établissement de ces scénarios a été réalisé en cohérence avec les travaux prospectifs pour la PPE, qui sont décrits dans l'EES PPE (détail des paramètres et hypothèses).

Le niveau de la consommation finale d'énergie dans les transports était de 49 Mtep en 2012 (bilan SOeS, juillet 2014). Dans le cas du scénario bas, elle baisse de 11,2% en 2023 par rapport à 2012, soit une variation moyenne annuelle de 1,1%. Dans le cas du scénario haut, elle augmente de 2%, soit 0,2% par an. Ces scénarios de consommation s'accompagnent d'une augmentation de la consommation des carburants alternatifs (résultant du déploiement des véhicules électriques, hybrides, fonctionnant au GNV, au GPL ou aux biocarburants). Les projections de consommation pour les différents types de carburants sont présentées dans la SDMP.

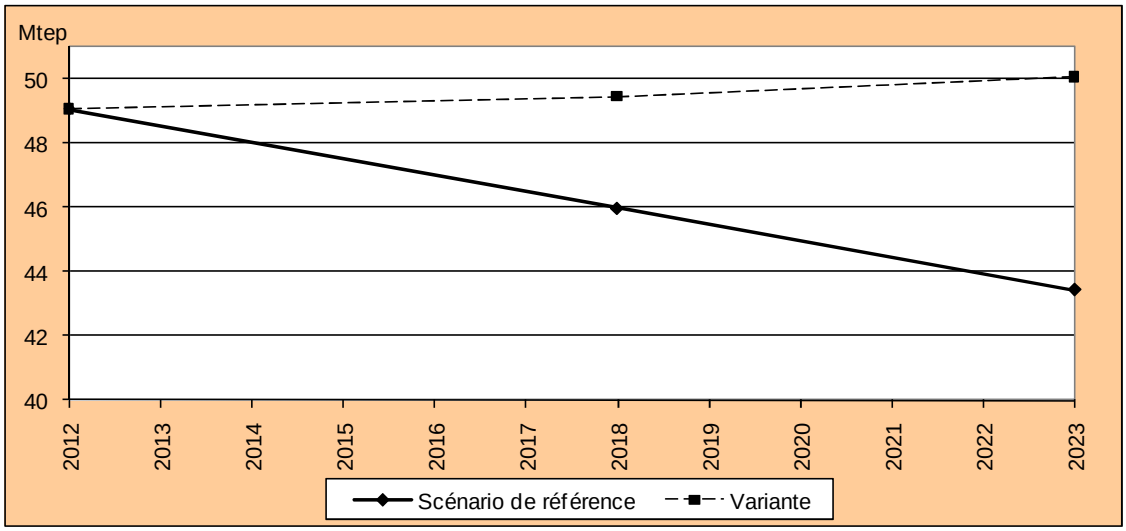


Figure 15. Faisceau d'évolution probable de la demande énergétique dans le secteur des transports

Source : d'après les scénarios des besoins énergétiques de la DGEC

A long terme, des enjeux spécifiques d'adaptation du système énergétique face au changement climatique

Le phénomène de réchauffement climatique entraîné en partie par les émissions de GES d'origine anthropique aura des conséquences variables selon les territoires. L'adaptation au changement climatique repose sur l'anticipation de ce climat futur, en modifiant les comportements actuels de notre société afin de réduire les dommages ou au contraire augmenter les bénéfices relatifs à ces changements futurs. La prise en compte des facteurs de vulnérabilité face au climat du système énergétique français constitue à ce titre un point d'attention pour la programmation énergétique future.

Les évolutions climatiques prévisibles à horizon 2050

A l'échelle du territoire français métropolitain, les différentes études réalisées à ce jour[20] permettent d'identifier les évolutions climatiques suivantes :

Une augmentation des températures de 0,3°C à 2°C d'ici 2050

[20] Source : Rapport de la Direction Générale de l'Energie et du Climat : Le climat de la France au XXIe siècle - Volume 4 - Scenarios régionalisés : édition 2014 pour la métropole et les régions d'outre-mer.

Les températures devraient augmenter en France au cours du siècle à venir. A horizon 2050, l'augmentation moyenne sur le territoire se situera entre 0,3°C et 2°C. Cette hausse se poursuivra pour atteindre entre 1°C et 3°C en hiver et entre 1,3°C et 5°C en été à la fin du siècle suivant les différents scénarii envisagés. Cette hausse de température ne sera pas uniforme sur le territoire et pourrait par exemple largement dépasser les 5°C pour la région Sud-Est en été.

Une diminution des jours de froid extrême et un renforcement des vagues de chaleur

A l'opposé le nombre de jours de froid extrême devrait diminuer, notamment dans le Nord du pays, et le nombre de jours de chaleur extrême devrait lui augmenter, en particulier dans le quart Sud-Est du pays où l'on pourrait observer des vagues de chaleur de plus de 20 jours consécutifs.

Une modification des régimes de précipitations

Pour ce qui est des précipitations les différents modèles climatiques ne sont pas tous concordants, démontrant la difficulté de prévoir précisément les évolutions globales sur ce point. Pour autant, deux tendances semblent pouvoir être dégagées : une augmentation de la pluviométrie en hiver et une diminution de celle-ci en été. En outre l'ensemble « multi-modèle » européen prévoie une augmentation des pluies extrêmes pouvant être la cause d'inondations.

Une augmentation du niveau de la mer

Concernant l'augmentation du niveau de la mer la fourchette la plus probable situe cette augmentation entre 0,3 m et 0,8 m. Il faut cependant noter que cette augmentation serait principalement due à la dilatation des océans (elle-même due à l'augmentation de la température des océans). En effet, la fonte des calottes glaciaires n'est pas encore prévisible de manière certaine et le GIEC estime que le niveau critique d'augmentation de température qui entraînerait une forte fonte de ces calottes se situe très probablement au-dessus de 1°C et probablement sous les 4°C.

La distribution régionale du changement du niveau de la mer est difficile à estimer car elle dépend de l'évolution locale de plusieurs paramètres : la température de l'océan, la salinité, les courants marins, la pression de surface, l'apport d'eaux continentales ou encore les changements du niveau du fond de l'océan et les mouvements du sol. Or si les grandes tendances de ces phénomènes ont été étudiées au niveau mondial il n'est pas encore possible de porter de conclusions précises pour le cas de la France.

Une demande électrique thermosensible

A l'inverse des autres pays européens, la demande électrique en France est particulièrement thermosensible, ce qui s'explique par le fait que près d'un tiers des ménages français disposent d'un chauffage électrique. Si l'on observe une stabilisation de la consommation annuelle d'électricité, il est important de remarquer que la thermosensibilité continuait à augmenter. Ainsi, en 2013, une chute d'1°C de la température extérieure correspond désormais à un besoin en puissance supplémentaire de 2,4 GW, contre 2,3 GW en 2012 (soit près de 50% de la thermosensibilité européenne : 5,6 GW/°C).

La baisse de la part du chauffage électrique dans les logements neufs a permis de modérer la croissance de la pointe électrique, qui rejoint progressivement celle de la consommation annuelle. En fonction des conditions météorologiques, les pointes de puissance appelée sur le réseau restent très importantes et ont un impact non négligeable sur le système électrique.

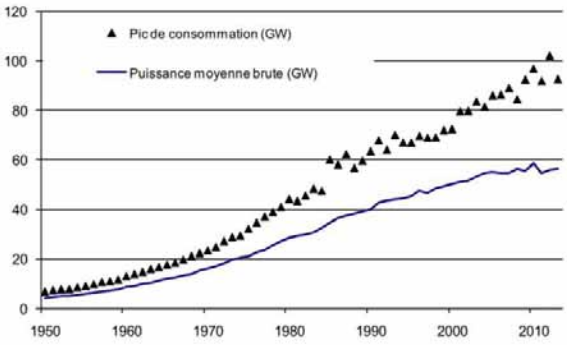


Figure 16 : Evolution de la puissance moyenne appelée et des pics de consommation en France

Source : DGEC

Un système énergétique globalement exposé aux risques climatiques

Il est possible de dégager les éléments du système énergétique les plus vulnérables face aux changements climatiques, afin d'anticiper dès à présent les nécessaires adaptations du système énergétique à mettre en place face à ces évolutions prévisibles :

- Les interactions eau-énergie et la production d'hydroélectricité. Les interactions entre l'eau, l'énergie et le changement climatique sont amenées à s'accentuer. A moyen et long terme, l'augmentation de la demande en eau qui pourrait être accentuée sous les effets du changement climatique, parallèlement à une diminution des ressources, pourrait conduire à une augmentation de la consommation d'énergie et, par conséquent, des émissions de GES. Une partie non négligeable de la production d'énergie repose, quant à elle, sur l'utilisation des ressources en eau (électricité hydraulique représentant environ 20% de la puissance énergétique installée, refroidissement de centrales thermiques) susceptibles de diminuer et donc de perturber, en particulier, la production d'électricité et la gestion des infrastructures (barrages).
- Concernant le nucléaire, le changement climatique pourrait conduire à long terme (2050-2100) à un réchauffement général des masses d'eau et à des périodes de température extrêmes plus fréquentes l'été, accroissant le risque de dépassement des températures maximales de rejets[21]. Certains travaux de recherche[22] estiment qu'une

[21] A titre d'information le rapport « Relation entre le changement climatique et les ressources en eau: incidences et mesures d'intervention » publié par le GIEC fait état d'un réchauffement de 0,1°C à 0,5°C des masses d'eau des lacs sur les 40 dernières

augmentation de 1°C pourrait réduire la production d'une centrale nucléaire de 0.5% à 2.3% à cause de la baisse d'efficacité thermique et des arrêts plus fréquents dus aux périodes extrêmes de sécheresse ou vagues de chaleur. A moyen terme (horizon 2030-2050), l'accentuation des étiages liés à de moindres précipitations estivales pourrait également générer des contraintes sur la production nucléaire. De plus, les installations situées à proximité du niveau de la mer ou de cours d'eau pourraient être affectées par une montée globale du niveau de la mer et des inondations plus fréquentes.

- Au plan de la demande, une diminution des consommations d'énergie en hiver et une hausse des consommations en été (augmentation de la température moyenne mais aussi des vagues de chaleur suscitant un besoin de climatisation), est très probable, correspondant à une nouvelle définition de la courbe de charge, avec des pics de demande en partie déplacés de l'hiver à l'été. Par exemple, la vague de chaleur qui a frappé la France en 2003 a induit une augmentation de la demande, avec des pointes de consommation très élevées, ainsi qu'une réduction de la production d'énergie en raison de la hausse des températures des cours d'eau, ce qui a réduit l'efficacité du système de refroidissement des centrales thermiques (fossiles et nucléaires). Le taux d'équipement des ménages en climatiseurs pourrait par ailleurs augmenter fortement, sachant qu'il est actuellement faible (5 %) en comparaison des pays limitrophes connaissant aujourd'hui un climat plus chaud : 25 % en Italie, 36 % en Espagne. De la même manière, une surconsommation de carburant liée à la climatisation dans les systèmes de transport pourrait être observée[23]. Dans l'ensemble, des gains limités en termes de consommation d'énergie pourraient être observés, résultant de la différence entre la réduction des consommations de chauffage et l'augmentation des consommations de climatisation.
- Les tempêtes potentiellement plus fréquentes pourraient avoir des impacts sur les infrastructures de transport et la distribution de l'électricité, les coupures étant principalement liées aux chutes d'arbres. Face à cela il est possible d'investir dans des réseaux enterrés, ou encore de viser la minimisation de l'utilisation du réseau haute-tension en privilégiant la production décentralisée.
- L'évolution des peuplements forestiers pourrait avoir un impact sur la filière bois et par conséquent sur la production de bois énergie, en modifiant la disponibilité des ressources et les conditions d'approvisionnement pour la filière.

Energies et changement climatique : synthèse et tendances

Depuis dix ans, la consommation d'énergie en France est marquée par une stabilisation, s'accompagnant d'une baisse des émissions de GES tous secteurs confondus : en 2012, un Français émettait en moyenne 6,8 teqCO_2. La consommation d'énergie étant responsable aujourd'hui de 68% des émissions de GES en France (en incluant les émissions dues aux combustions dans l'industrie manufacturière, la construction et la transformation d'énergie), l'évolution du mix énergétique constitue un point crucial pour la réduction des émissions de GES dans les années à venir.

La montée en puissance progressive des énergies renouvelables et l'amélioration de l'efficacité énergétique, qui devraient s'accentuer avec la mise en œuvre de la LTECV, initient une tendance positive pour la réduction des émissions de GES françaises. Cependant, la spécificité du système énergétique français, liée au poids du nucléaire dans le mix énergétique (77% de la production électrique) amené à se réduire, invite à une attention particulière à ce sujet.

Enfin, dans une perspective de plus long terme, les évolutions climatiques prévisibles seront susceptibles d'interagir fortement avec le système énergétique. La prise en compte, dès à présent, des facteurs de sensibilité du système énergétique face au climat (thermosensibilité de la demande, dépendance face à la ressource en eau, etc.) ainsi que de la demande constitue un enjeu fort.

Sources :

- Panorama énergie climat 2014 (DGEC)
- Bilan énergie climat 2014 (CGDD)
- Chiffres clés du climat France et Monde Édition 2015 (MEDDE / CDC)
- CITEPA - inventaire CCNUCC novembre 2015
- Bilan des énergies renouvelable 2014 de RTE
- Bilan électrique 2014 de RTE
- AIE, mars 2014, émissions de CO_2 issues de la production d'électricité en 2011
- Météo-France : le climat de la France au 21ème siècle (rapport jouzel) - volumes 4 et 5
- Etat de l'environnement en France en 2014 (MEDDE)
- ADEME, juin 2015, Les avis de l'ADEME - Forêt et atténuation du changement climatique
- ADEME, novembre 2014, Documentation des facteurs d'émissions de la Base Carbone ®, Version 11.0.0

années (périmètre : 100 stations, Europe, Amérique du Nord, Asie). https://www.ipcc.ch/pdf/technical-papers/ccw/ccw%20fr/chapter_3_fr.pdf

[22] Linnerud K, Mideksa TK, Eskeland GS. The impact of climate change on nuclear power supply. The Energy J. 2011;32(1):149-168.

[23] Selon l'ADEME, un véhicule climatisé consommerait, suivant les climats, entre 2 et 5% de plus annuellement qu'un véhicule non climatisé (Groupe interministériel Impacts du changement climatique, adaptation et coûts associés en France,2009).

Risques naturels et technologiques

La France est exposée à de nombreux aléas, qu'ils soient naturels ou technologiques. Un aléa est un événement potentiellement dangereux qui, en présence d'enjeux humains, économiques ou environnementaux, produit un risque. Ce risque peut être majeur lorsque les événements en résultant peuvent provoquer de nombreuses victimes, des dégâts importants et/ou des impacts conséquents sur l'environnement.

Risques naturels

Deux tiers des communes métropolitaines sont exposées à un risque naturel au moins

Le territoire est soumis à la plupart des aléas naturels avec deux tiers des communes exposées à au moins un risque naturel. Les principaux risques en métropole sont les inondations, les submersions marines, les tempêtes et cyclones, l'érosion côtière, les séismes, les mouvements de terrain, les feux de forêt.

En France, les inondations sont, avec les tempêtes, les risques d'origine naturelle les plus importants, tant en fréquence qu'en gravité. Comme le montre le graphique ci-dessous, les inondations sont les événements naturels les plus dommageables en France : 62 % des communes ayant été déclarées en état de catastrophe naturelle l'ont été en raison de la survenue d'une inondation, par cours d'eau, submersion marine, remontée de nappe ou coulée de boue.

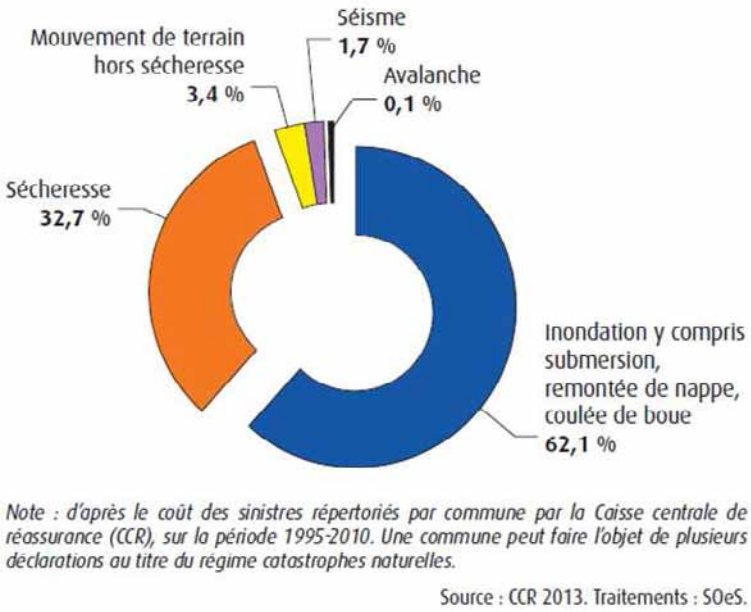


Figure 17 : répartition, par aléa, des communes ayant fait l'objet de sinistres au titre du régime d'indemnisation des catastrophes naturelles.

Source : Etat de l'environnement en France en 2014

Les inondations, premier risque naturel en France avec 11% de la population exposée

Plus de 20 000 communes sont exposées aux risques d'inondation. Le territoire littoral est de plus concerné par la submersion marine et l'érosion côtière, dans un contexte démographique et d'artificialisation des sols en augmentation constante.

En 2009, la part de la population française exposée au risque d'inondation par cours d'eau est estimée à 11 %, soit 6,8 millions de personnes. Une commune sur deux est située partiellement ou totalement en zone inondable, et 3,7 millions de logements sont situés dans les zones inondables numérisées en 2013.

Les quatre départements les plus exposés en nombre de personnes sont le Rhône, l'Isère, les Hauts-de-Seine et les Alpes-Maritimes (plus de 300 000 personnes en zone inondable dans chacun de ces départements).

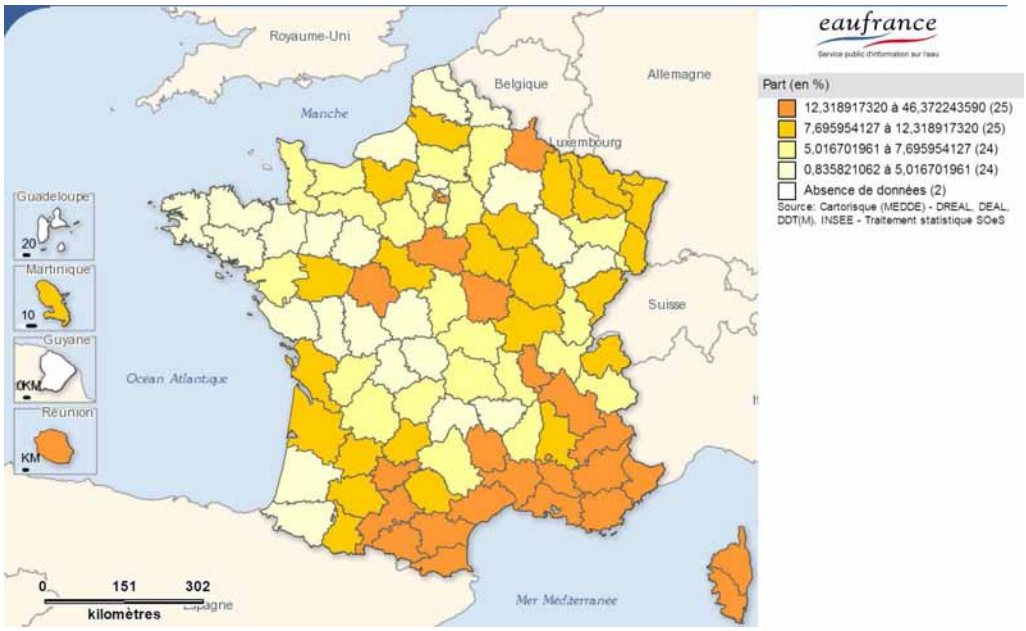


Figure 13 : part de la population en zone inondable par cours d'eau par département en 2009

Source : Eaufrance d'après MEDDE, INSEE et SOeS

La mise en place d'une stratégie nationale de gestion des risques d'inondation

La première stratégie nationale de gestion des risques d'inondation arrêtée le 7 octobre 2014 s'inscrit dans le renforcement de la politique nationale de gestion des risques d'inondation initiée dans le cadre de la mise en œuvre de la directive inondation. Ainsi pour la première fois, la France s'est dotée d'une stratégie imposant une approche proactive en matière de prévention des inondations sur l'ensemble des territoires à risques préalablement identifiés : l'ambition de cette politique est de porter une attention particulière aux secteurs les plus exposés, les territoires à risque important d'inondation (TRI), mais également aux secteurs épargnés par les inondations ces dernières décennies.

Risques technologiques

Les risques technologiques en France métropolitaine

Les risques technologiques sont des risques dont l'origine est liée à l'action humaine, tels que les risques industriels ou nucléaires. Cinq sources de risque technologique majeur sont présentes en France : installations industrielles, installations nucléaires, grands barrages, transports de matières dangereuses et sites miniers. Les accidents technologiques majeurs se caractérisent par une faible fréquence et par une gravité importante en termes de victimes et de dommages aux biens et à l'environnement.

La France comporte sur son territoire un millier d'établissements « Seveso » et 125 installations nucléaires de base. Elle est également traversée par de nombreux convois de transport de matières dangereuses. Les accidents technologiques sont en général peu mortels en France même s'ils ont marqué fortement les esprits de par leur gravité et leur soudaineté. Les aléas naturels peuvent être à l'origine d'accidents technologiques : cet aspect est particulièrement pris en compte en France, suite à l'accident de Fukushima, afin de prévenir ces événements dits « NaTech » (contraction de « naturel » et « technologique », accidents résultant de l'impact d'une catastrophe naturelle sur une installation industrielle).

Conjonction d'aléas naturels et technologiques

Pour les installations industrielles exposées aux aléas naturels (inondation, submersion marine, séisme, températures extrêmes, mouvement de terrain, tempête, foudre), des mesures de prévention et de protection doivent être mises en place pour éviter que ces aléas ne déclenchent un accident industriel majeur. 747 accidents ≪NaTech ≫survenus en France ont été recensés entre 1992 et 2012 (source : Barpi).

- **19 % des événements « NaTech » survenus en France ont été initiés par une inondation.** L'inondation d'un site industriel, et de surcroît d'un établissement Seveso, peut générer des rejets de matières dangereuses, des pollutions des eaux souterraines et de surface, des incendies provoqués par des courts-circuits en présence d'eau dans les installations électriques. Parmi les 1 083 établissements Seveso présents sur le territoire, 18 % sont situés en zone inondable par cours d'eau. La moitié des établissements Seveso en zone inondable sont localisés dans les régions Rhône-Alpes, Île-de-France et Provence - Alpes - Côte d'Azur.
- **10 % des accidents NaTech survenus en France entre 1992 et 2012 avaient pour origine des températures extrêmes :** vagues de chaleur ou vagues de froid. La chaleur peut entraîner des incendies, altérer le fonctionnement de certains matériels de sécurité. Les vagues de froid peuvent rendre indisponibles des circuits de refroidissement à

l'eau ainsi que les réseaux d'extinction d'incendie et fragiliser, voire provoquer la rupture de tuyauteries par le gel. Les températures extrêmes, conjuguées à la sécheresse, peuvent conduire à une situation d'étiage, ce qui peut par exemple influer sur le fonctionnement des centrales nucléaires, ayant des besoins en eau importants pour assurer leur sûreté et leur refroidissement.

► L'estimation des risques « NaTech » pour les années à venir est une tâche difficile, car elle résulte de la combinaison de deux tendances opposées. D'une part, les risques naturels sont susceptibles d'augmenter, résultant d'une augmentation des risques NaTech. D'autre part, on s'attend à une meilleure connaissance de ces risques, et une anticipation avec de meilleurs moyens de protection, ce qui minimisera la probabilité de transformer un aléa naturel en incident NaTech.

Le risque nucléaire

La France détient 43 % des réacteurs en fonctionnement en Europe.

Fin 2014, elle comptait 125 installations nucléaires de base (INB) - (113 INB en exploitation et 12 mises à l'arrêt définitif), hors INB intéressant la défense nationale (INBS ou Installation Nucléaire de Base Secrète), de différentes natures réparties sur une quarantaine de sites. Une INB est une installation soumise, par sa nature ou en raison de la quantité importante et/ou de l'activité élevée des substances radioactives qu'elle détient ou utilise, à un régime spécifique prévu au titre IX du livre V du Code de l'environnement (régime « INB »). La France compte également 19 INB intéressant la défense nationale. Ces installations comportent les mêmes risques que les INB civiles, mais leurs implantations sont tenues confidentielles pour des raisons de sécurité.

La France détient d'autres installations et activités nucléaires : celles regroupées sous le terme de « nucléaire de proximité » ainsi que certaines ICPE. Le nucléaire de proximité regroupe les appareils électriques générateurs de rayonnements ionisants et les installations utilisant ou manipulant des sources radioactives. Ces sources et appareils sont utilisés à des fins médicales, industrielles, de recherche et d'enseignement.

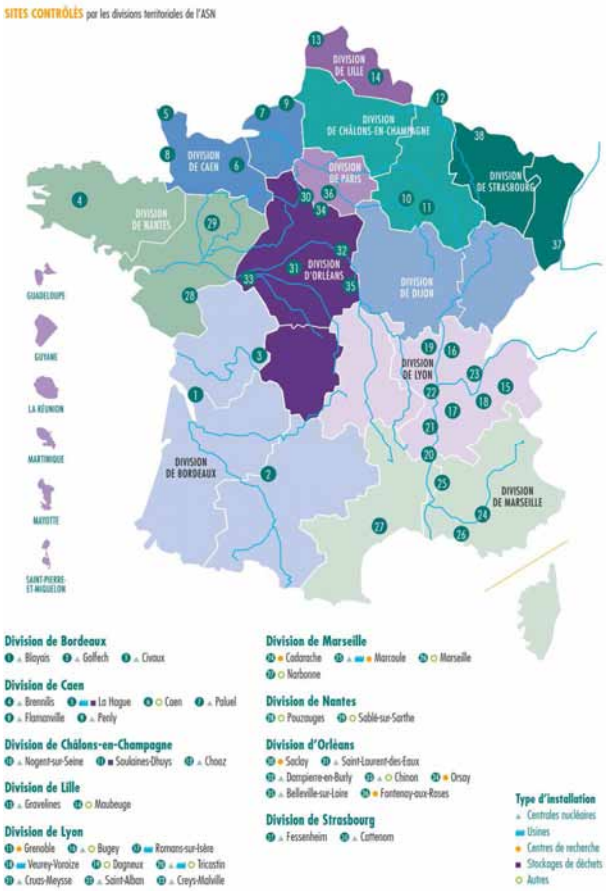


Figure 19 : installations nucléaires de base en 2014

Source : ASN - Rapport sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France 2014, Annexe A

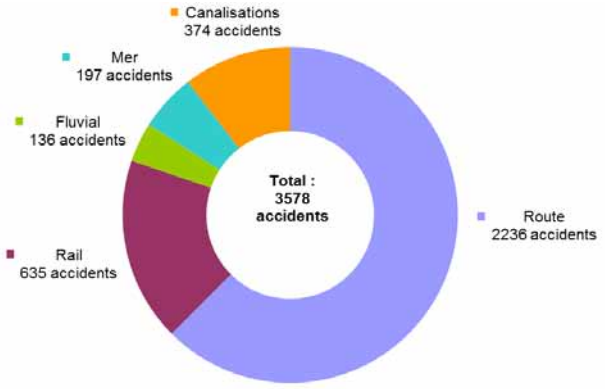
A la suite de l'accident survenu en 2011 à Fukushima, l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) a demandé aux exploitants nucléaires de procéder à une évaluation complémentaire de la sûreté de leurs installations en fonctionnement et en construction (réacteur EPR). Cette évaluation porte sur la capacité des installations nucléaires à résister aux aléas naturels (séisme, inondation). Sur la base de ces évaluations, l'ASN a prescrit un ensemble de dispositions : renforcement des protections des installations contre les événements naturels, exigence de constitution d'un « noyau dur » d'équipements de sûreté à résistance renforcée, équipes de secours pouvant intervenir en quelques heures sur des installations accidentées (Force d'action rapide nucléaire). L'objectif de cette unité est de rétablir, à l'aide de moyens autonomes, l'alimentation en eau et électricité sous 24 heures, en tout temps et toutes circonstances, afin d'éviter la dégradation de la situation accidentelle.

Chaque site nucléaire fait l'objet d'un plan particulier d'intervention (PPI). Ce document, établi par les préfets, définit les moyens et l'organisation nécessaires pour protéger les populations en cas d'accident. La population permanente résidant en France dans le rayon du plan particulier d'intervention (PPI) d'une INB est estimée à 782 000 personnes. 75 % de la population située dans les rayons PPI des INB habitent autour d'une centrale nucléaire. Pour ce type d'installation, le rayon PPI est de 10 kilomètres.

Transport de matières dangereuses

Des matières dangereuses transitent sur le territoire français par voie routière, ferroviaire, aérienne, maritime, fluviale ou par canalisation. Chaque année, 15 millions de colis de matières dangereuses sont transportés en France. 6 % des colis de matières dangereuses sont constitués de substances radioactives.

Le transport de matières dangereuses peut présenter un risque pour la population et l'environnement en cas de survenue d'un accident sur les différents moyens de transports utilisés. Les conséquences sur l'environnement d'un accident impliquant un convoi de transport de matières dangereuses dépendent du type de matières transportées : effets thermiques, mécaniques ou toxiques, contamination et irradiation pour les substances radioactives, pollution des milieux, etc. 3 578 accidents survenus lors de transports de matières dangereuses (hors matières radioactives) ont été recensés entre 1992 et 2012 (source : Barpi, base de données Aria).



Note : aucun accident de transport aérien n'est recensé dans la période considérée. Les accidents de transport par canalisation ne comportent pas les événements impliquant les canalisations de distribution de gaz. Les « simples accrochages routiers » sans aucune implication des matières dangereuses transportées ne sont pas recensés.
Source : Medde, base ARIA, 2013.

Figure 20 : Accidents de transports de matières dangereuses sur la période 1992 – 2012

Source : Etat de l'environnement en France en 2014 d'après MEDDE, base ARIA, 2013

Perspectives d'évolution et tendances : des risques naturels susceptibles d'augmenter avec le changement climatique

Des risques naturels susceptibles d'augmenter

Plus de 15% des communes françaises sont fortement exposées à des risques naturels susceptibles d'augmenter avec le changement climatique. Notamment, l'augmentation prévue de la fréquence des événements de pluies extrêmes va augmenter le risque lié aux inondations. L'exposition communale de la population aux risques climatiques est évaluée grâce au nombre de risques naturels liés au climat (inondations, feux de forêt, tempêtes, avalanches, mouvements de terrain) pouvant survenir dans chaque commune croisé avec la densité de population de la commune.

En 2013, 74 % des communes françaises sont exposées à au moins un risque climatique. Le nombre moyen de risques climatiques par commune est de 1,3. Suivant les communes, ce nombre varie de 0 à 5.

A noter que l'évolution des risques naturels est susceptible d'affecter de façon particulièrement importante certains territoires, notamment les territoires littoraux (voir ci-après), et les territoires de montagne (avalanches, mouvements de versants, crues torrentielles).

L'aléa « feux de forêt » et le changement climatique en France métropolitaine

En France métropolitaine, la superficie forestière est de 16,4 millions d'hectares (Mha), soit près de 30 % de la surface du territoire français. Actuellement 6 000 communes sont classées à risque feux de forêts ; les trois quarts des communes françaises ayant subi des feux sont situées dans la moitié sud du territoire. Chaque année, en moyenne 24 000 ha de forêt sont incendiés. Le nombre de feux a tendance à stagner, et les surfaces brûlées sont en diminution, grâce aux interventions précoces, aux outils de surveillance des services de lutte et de secours et à la gestion forestière. Cependant le nombre annuel moyen de jours avec risque d'incendie est en augmentation sur l'ensemble du territoire français (+ 22 %) entre les périodes 1961-1980 et 1989-2008 (source : Météo France). En 2010, une mission interministérielle a étudié l'impact du changement climatique sur les incendies de forêts. Elle montre que la surface sensible aux feux de forêts, estimée à 5,5 Mha sur la période 1989-2008, devrait atteindre 7 Mha à l'horizon 2040, avec notamment une extension des zones vers les régions du nord de la France.

Risques littoraux et changement climatique

L'élévation du niveau de la mer est susceptible d'accroître les phénomènes d'érosion côtière. À ce phénomène dynamique s'ajouteront la submersion de zones émergées et la remontée du biseau salé.

- Erosion côtière : On parle d'érosion côtière lorsque les pertes de sédiments sur le littoral (d'origine naturelle ou anthropique) sont supérieures aux apports. En effet, les travaux portuaires, la construction d'ouvrages de défense contre la mer, l'édification de barrages sur les cours d'eau, etc. sont autant de modifications du milieu naturel qui peuvent avoir un impact sur la balance entre apports et pertes de sédiments. Près d'un quart des 7 100 km de côtes métropolitaines est concerné par le phénomène d'érosion. À l'inverse, près d'un dixième du linéaire côtier « s'engraisse ».
- Submersion marine : La submersion marine est « une inondation temporaire de la zone côtière par la mer dans des conditions météorologiques et marégraphiques sévères » (source : DGPR). En métropole, les zones basses pouvant être confrontées au phénomène de submersion ont une superficie de 7 000 km2. La façade atlantique concentre 56 % de ces territoires, la façade Manche - mer du Nord 26 % et le pourtour méditerranéen 17 %. Les principaux secteurs sont localisés dans la plaine de Flandre et la plaine picarde, le Calvados, les marais du Cotentin, les polders de la baie du Mont-Saint-Michel, ponctuellement sur la côte sud de la Bretagne, dans les grands marais

atlantiques (marais breton, marais poitevin, marais charentais), la pointe du Médoc, le pourtour du bassin d'Arcachon, la côte languedocienne et la Camargue.

Une possible hausse de la vulnérabilité du système énergétique

La hausse des risques naturels doit alerter sur la possibilité d'une hausse des événements « NaTech » concernant les infrastructures du système énergétique. La vulnérabilité des infrastructures gazières et pétrolières constitue ainsi un point d'attention prioritaire, de même que l'évolution des risques nucléaires en lien avec l'occurrence d'événements climatiques extrêmes. Les risques d'inondation accrus ainsi que les risques liés aux barrages devront également être anticipés (exemple : augmentation de la fréquence des crues nécessitant de redimensionner des évacuateurs de crue, etc.).

De forts enjeux économiques associés à l'évolution des risques naturels

- Au-delà de la sécurité et la santé des populations concernées, les aléas naturels représentent un risque pour les activités économiques avec un appareil productif vulnérable face aux événements climatiques extrêmes et à la montée des eaux. Ainsi, l'augmentation des risques naturels liés au changement climatique constitue un enjeu économique majeur, nécessitant des mesures d'adaptation permettant de minimiser les coûts liés à ces impacts : le coût de l'inaction a été évalué à 5-20 % du PIB mondial, tandis que le coût de l'action est estimé à 1-2%[24].
- Le groupe interministériel « impacts du changement climatique, coûts associés et pistes d'adaptation » de 2008-2009 a ainsi mis en évidence pour la France les impacts économiques suivants :
  - des pertes agricoles du fait des canicules et sécheresses ;
  - une diminution de la disponibilité de la ressource en eau dans les zones de tension ;
  - un patrimoine immobilier (en Languedoc-Roussillon en particulier) et d'infrastructures (routes notamment) touché par l'élévation du niveau de la mer ;
  - une augmentation des coûts relatifs au retrait-gonflement d'argiles, en raison d'une extension des zones touchées ;

Risques naturels et technologiques : synthèse et tendances

Les risques naturels en France métropolitaine sont de nature variée, les inondations représentant le risque le plus important (avec plus de 10% de la population exposée). De plus, le changement climatique est susceptible d'apporter des dérèglements qui pourraient à long terme augmenter ces risques naturels (inondations, feux de forêts, tempêtes, sécheresses). Face à cette situation l'adoption récente de la stratégie nationale de gestion des risques d'inondation constitue une avancée vers une gestion coordonnée au plan national et une action proactive en faveur de la prévention des risques d'inondation.

Les risques technologiques font l'objet d'une gestion spécifique et proportionnée aux niveaux d'enjeu des différents risques. On note particulièrement le risque nucléaire, du fait de la place importante que prend le nucléaire en France. Dans le cadre de perspectives à plus long terme, il convient de tenir compte de la conjonction possible des risques naturels et technologiques, à l'origine de ce qu'on appelle les risques « NaTech » : l'évolution des risques naturels est susceptible d'induire une évolution de ces phénomènes.

On observe au global une tendance d'accroissement possible des aléas. Les actions d'amélioration des connaissances et de prévention déjà à l'œuvre (en particulier la SNGRI) et qui seront mises en œuvre devraient permettre de contenir l'évolution du niveau de risque associé à ces aléas.

Sources :

- Etat de l'environnement en France en 2014
- Ressources en ligne du ministère de l'environnement (MEDDE) / L'essentiel sur les risques naturels et technologiques : http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/lessentiel/s/risques-technologiques.html?tx_ttnews%5Btt_news%5D=22289&tx_ttnews%5Bcatdomaine%5D=1097&cHash=ad7273fac1615ff465d6dcaf6ba085
- Rapport 2013-2014 de la déléguée aux risques majeurs : http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/rapport-deleguee-risques-majeurs_DEF_Web_Page-a-Page.pdf

24 Source : Stern Review on Economics of Climate Change (2006)

Milieux naturels et biodiversité

La biodiversité représente l'ensemble du monde vivant dans lequel se distinguent trois niveaux d'organisation : la diversité génétique, la diversité des espèces et la diversité des écosystèmes. Le concept de biodiversité inclut également les différentes interactions au sein de ces trois niveaux.

Note : certains milieux biologiques se recoupant avec d'autres sections de l'Etat Initial de l'Environnement, le lecteur est invité à consulter le chapitre sur l'utilisation et la pollution des sols et le chapitre que la qualité des masses d'eau, pour les enjeux traitant de la biodiversité des milieux ouverts et de la biodiversité des milieux aquatiques continentaux.

Connaissance et protection de la biodiversité

Le territoire métropolitain, rencontre de 4 grands ensembles biogéographiques et porteur d'une immense richesse biologique

En Europe continentale, la France se situe à un carrefour d'influences biogéographiques et couvre 4 des 11 régions biogéographiques européennes (atlantique, alpine, continentale et méditerranéenne). Le trait de côte de la métropole est long de plus de 5 850 km, pour un espace maritime de 349 000 km². Tous ces éléments confèrent au pays une forte responsabilité en matière de biodiversité.

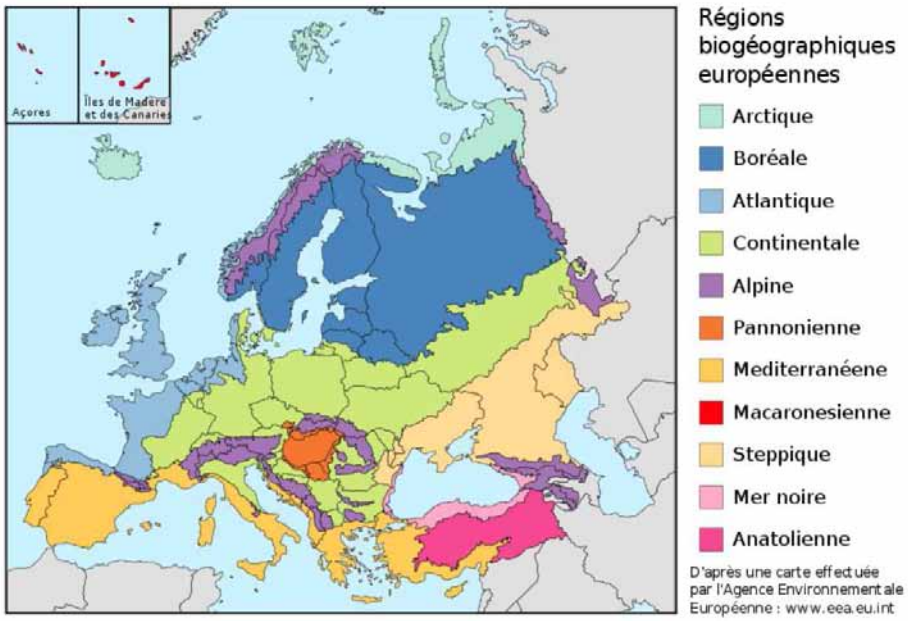


Figure 21 : Régions biogéographiques européennes

Source : Agence Environnementale Européenne

Cette diversité des territoires et des influences biogéoclimatiques se traduit par une diversité des écosystèmes et des paysages. Certains écosystèmes sont particulièrement emblématiques, rares ou menacés, et nécessitent une attention particulière : c'est le cas des herbiers marins, des zones humides, de certains milieux agropastoraux, des milieux cavernicoles, etc.

Au sein de ces écosystèmes, la France possède une faune et une flore riches et diversifiées. L'inventaire national du patrimoine naturel recense en métropole, en 2011, une diversité importante d'espèces : 11 934 espèces végétales, 43 727 espèces animales et 14 183 champignons.

Malgré une connaissance incomplète de la biodiversité, certaines tendances d'évolution peuvent être dégagées

La connaissance du patrimoine permet une meilleure prise en compte de la biodiversité dans les schémas, plans et programmes, projets, travaux. À cet effet, de nombreux inventaires ont été initiés dans le cadre de programmes internationaux, nationaux ou régionaux. Ils sont complétés par les connaissances issues du réseau des naturalistes ainsi que des données recueillies dans le cadre d'expertises écologiques de projets d'aménagement. En particulier, les inventaires des zones naturelles d'intérêt écologique faunistique et floristique (ZNIEFF) terrestres et marines et des zones importantes pour la conservation des oiseaux (ZICO) ont été identifiés sur des secteurs présentant de fortes capacités biologiques et un bon état de conservation. Depuis 30 ans, les ZNIEFF ont permis l'inventaire de plus de 60 % des communes de métropole concernées avec le recensement de plus de 16 000 zones et la collecte de dizaines de milliers de données (espèces, habitats, milieux).

Le niveau de connaissance actuel ne permet pas d'obtenir une image exhaustive de l'état de la biodiversité française. En effet, pour de nombreux groupes taxonomiques (invertébrés, espèces marines, etc.) et leurs habitats, les données disponibles peuvent être localement nombreuses mais restent souvent dispersées et trop hétérogènes pour effectuer une analyse à l'échelle nationale. À l'inverse, les suivis de nombreux vertébrés sont organisés depuis plusieurs décennies.

Il est ainsi possible de dégager des tendances d'évolution de leur population et d'analyser l'état de santé des écosystèmes dont ils dépendent à travers quelques exemples :

- ► certaines espèces présentent une dynamique positive. C'est le cas de la loutre, du castor ou encore de certains oiseaux d'eau hivernants, grâce notamment aux effets de mesures de protection ou de gestion ;
- ► pour d'autres, des situations plus contrastées sont observées :
- ► certaines hausses d'effectifs peuvent occasionner des déséquilibres dans les écosystèmes, comme l'augmentation du nombre de sangliers, de chevreuils ou de cerfs qui peuvent nuire à la régénération forestière ;
- ► les changements dans les communautés d'oiseaux constituent un autre type de dysfonctionnement : un grand nombre d'oiseaux spécialisés sont en déclin et remplacés par des espèces généralistes dont les effectifs s'accroissent nettement ;
- ► dans d'autres cas, l'état des populations varie fortement selon les zones géographiques. Par exemple, les poissons migrateurs sont bien présents dans certains cours d'eau, mais leurs effectifs restent faibles ou nuls dans d'autres ;
- ► de nombreuses espèces et habitats sont fragilisés par les multiples pressions d'origine anthropique, avec 20 % des espèces évaluées en métropole qui sont menacées de disparition

Menaces et pressions

Malgré les engagements internationaux, européens, nationaux et locaux, la biodiversité décline fortement. La crise écologique qui touche l'ensemble du territoire résulte de multiples pressions, qui parfois interagissent :

- ► la destruction, la fragmentation et l'altération des habitats réduisent les milieux de vie disponibles pour les espèces et leurs possibilités de déplacement ;
- ► les pollutions de l'air, des sols, des cours d'eaux et des océans constituent une perturbation de nombreux écosystèmes et un risque pour la santé humaine ;
- ► l'exploitation des espèces à un rythme supérieur à la vitesse de renouvellement de leurs populations entraîne leur déclin ;
- ► l'arrivée ou l'exportation d'espèces exotiques envahissantes dans des écosystèmes souvent déjà fragilisés par d'autres pressions sont un problème récurrent ;
- ► les changements climatiques ont des conséquences directes et indirectes sur la biodiversité (perturbation des cycles de vie, décalages saisonniers, etc.) ;
- ► l'élévation du niveau de la mer, susceptible d'accroître les phénomènes d'érosion côtière, représente également une menace pour les écosystèmes littoraux ;
- ► la diminution d'activités humaines, notamment agricoles, conduit souvent à la banalisation des paysages et de la biodiversité.
- ► Ainsi, il apparaît que les littoraux sont particulièrement sensibles : d'une part, ce sont des régions d'une richesse très importante du point de vue de la biodiversité ; et d'autre part ils concentrent la plupart des pressions anthropiques (urbanisation particulièrement rapide, etc.) et naturelles (réchauffement climatique, érosion des littoraux, etc.). Ainsi, le littoral méditerranéen appartient à l'un des cinq « points chauds » de la biodiversité à l'échelle mondiale.

Malgré une prise de conscience croissante, les menaces et pressions anthropiques sur la biodiversité sont pour la plupart en augmentation. De nombreuses actions ont été mises en œuvre pour inverser la tendance : délimitation d'aires protégées, plans d'action pour les espèces, stratégies de lutte contre les espèces envahissantes, diffusion de pratiques favorables à la biodiversité, sensibilisation, etc.

Mesures de protection de la biodiversité

Au niveau international, la Convention sur la diversité biologique adoptée en 1992 dans le cadre des Nations unies a pour objectifs « la conservation de la diversité biologique, l'utilisation durable de ses éléments et le partage juste et équitable des avantages découlant de l'exploitation des ressources génétiques » (article premier). Elle est ainsi le premier accord international à prendre en compte tous les aspects de la diversité biologique. Suite au sommet mondial sur le développement durable de Johannesburg en 2002, l'Union Européenne s'est fixé pour objectif d'enrayer l'érosion de la biodiversité d'ici 2010. Cet objectif n'ayant pas été atteint, un nouvel objectif a été défini après la conférence de Nagoya afin d'éviter l'extinction des espèces menacées et d'améliorer leur conservation d'ici 2020. L'Union européenne et la France se sont ainsi dotées en 2010 d'une seconde stratégie pour la période 2011-2020 afin d'impliquer davantage la société dans la préservation de la biodiversité.

La France présente un patrimoine exceptionnel à protéger. À l'échelle métropolitaine, 13,7 % du territoire sont couverts par l'une au moins des protections suivantes :

- ► protections réglementaires : les arrêtés préfectoraux de protection de biotopes, le cœur des parcs nationaux, les réserves biologiques intégrales et dirigées de l'ONF, les réserves naturelles régionales, les réserves nationales de

chasse et de faune sauvage, les communes concernées par la loi « Littoral », les communes concernées par la loi « Montagne » ;

- protections contractuelles : les parcs naturels régionaux, l'aire d'adhésion des parcs nationaux et les parcs naturels marins, les sites Natura 2000 (zones de protection spéciales ou ZPS et zones spéciales de conservation ou ZSC - voir paragraphe dédié dans la suite du rapport) ;
- protections par la maîtrise foncière : les terrains du conservatoire du littoral, les terrains des conservatoires d'espaces naturels ;
- protections au titre de conventions et engagements européens ou internationaux : les zones humides d'importance internationale (sites Ramsar), les réserves de biosphère de l'Organisation des nations unies pour l'éducation, la science et la culture (UNESCO), la convention de Berne.

La fragmentation des écosystèmes et la mise en œuvre d'une trame verte et bleue

Une augmentation de la fragmentation des milieux naturels

Les tendances d'artificialisation sont non seulement consommatrices d'espaces agricoles et naturels, mais contribuent également à cloisonner les milieux, réduisant les surfaces non fragmentées. En France métropolitaine, la fragmentation des espaces semi-naturels augmente régulièrement, tandis que la surface totale des milieux naturels terrestres diminue. Cette diminution et la présence d'obstacles gênent les populations de certaines espèces pour l'accomplissement de leur cycle de vie, leurs migrations, etc. Par ailleurs, les sols artificialisés sont souvent imperméabilisés, ce qui amplifie les phénomènes de ruissellement, perturbe le régime des eaux et impacte les milieux naturels associés.

Le phénomène d'artificialisation diffère d'un territoire à l'autre. Ainsi, avec près de 8 millions de résidents en 2010, les espaces du littoral sont davantage sollicités que certains secteurs métropolitains. Cela se traduit par un maillage de plus en plus dense du tissu urbain sur les façades littorales. À moins de 500 m des côtes, les territoires artificialisés occupent 28,2 % des terres (source CORINE Land Cover 2006). La pression anthropique liée à l'urbanisation représente une menace forte pour ces écosystèmes côtiers particulièrement fragiles : les milieux semi-naturels comme les écosystèmes dunaires, les pelouses arénophiles et les formations arbustives (lande, maquis et garrigue), ainsi que les zones humides et les surfaces en eaux.

Les régions de montagne et les grands ensembles forestiers apparaissent comme les moins fragmentés, à l'opposé en particulier des régions d'agriculture intensive et des grandes vallées.

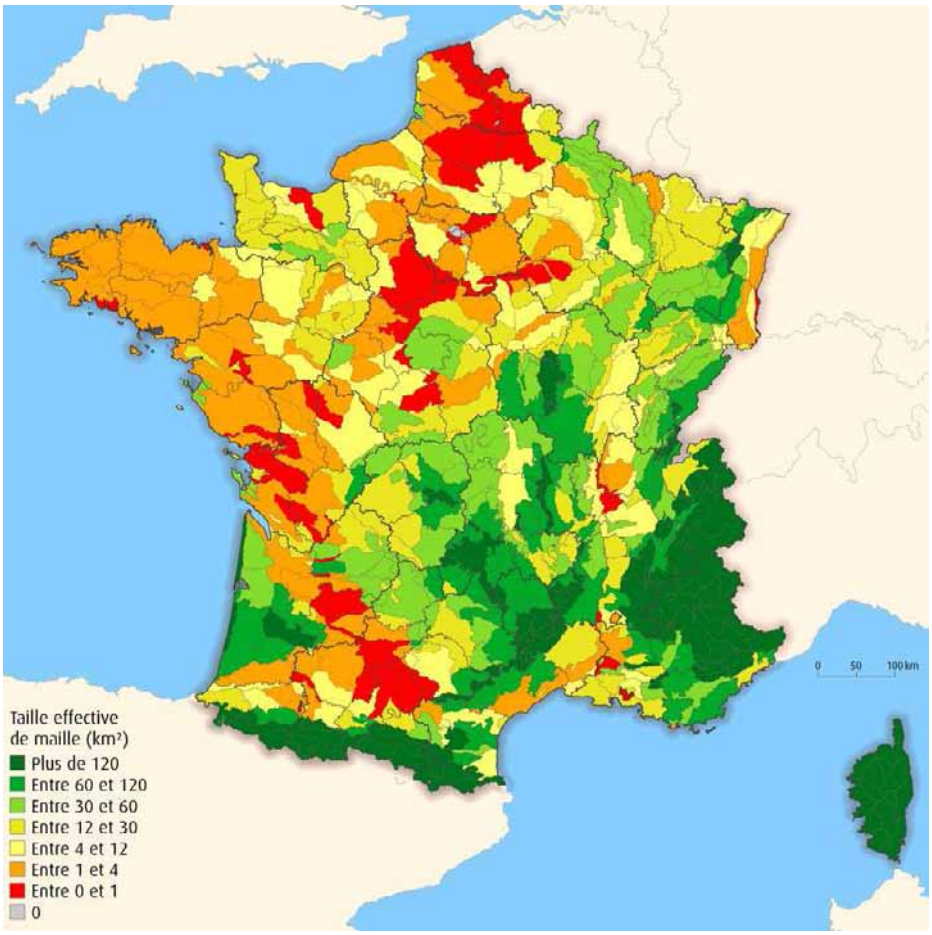


Figure 22 : Taille effective de maille des espaces naturels par région forestière départementale en 2006

Source : Cemagref d'après UE – SOeS (CORINE Land Cover 2006), IGN 2006, IFN 2010

La mise en place d'une trame verte et bleue à l'échelle nationale

La Trame verte et bleue est un outil d'aménagement du territoire qui vise à (re)constituer un réseau écologique cohérent, à l'échelle du territoire national, pour permettre aux espèces animales et végétales, de circuler, de s'alimenter, de se reproduire, de se reposer… et ainsi permettre aux écosystèmes de continuer à rendre à l'homme leurs services. Les continuités écologiques correspondent à l'ensemble des zones vitales (réservoirs de biodiversité) et des éléments (corridors écologiques) qui permettent à une population d'espèces de circuler et d'accéder aux zones vitales. La Trame verte et bleue est ainsi constituée des réservoirs de biodiversité et des corridors qui les relient.

La loi n°2009-967 du 3 août 2009 de mise en œuvre du Grenelle de l'Environnement dite "Loi Grenelle I" instaure dans le droit français la création de la Trame verte et bleue, d'ici à 2012, impliquant l'État, les collectivités territoriales et les parties concernées sur une base contractuelle. La loi n°2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement, dite "Loi Grenelle II", propose et précise ce projet parmi un ensemble de mesures destinées à préserver la diversité du vivant. Elle prévoit notamment l'élaboration d'orientations nationales pour la préservation et la remise en bon état des continuités écologiques, ces dernières devant être prises en compte par les schémas régionaux de cohérence écologique co-élaborés par les régions et l'État. Les documents de planification et projets relevant du niveau national, notamment les grandes infrastructures linéaires de l'État et de ses établissements publics, devront être compatibles avec ces orientations.

De forts enjeux biologiques associés aux milieux marins

Des richesses associées aux milieux marins

Les habitats marins et côtiers français présentent une grande biodiversité, ce qui confère à la France d'immenses ressources, mais aussi d'importantes responsabilités. Le littoral métropolitain est composé de nombreux écosystèmes : environ 1950 km de côtes sableuses (35,2 % du linéaire total), 1300 km de marais et de vasières (23,7 %) et 2 250 km de côtes rocheuses (41 %, dont 13 % de falaises).

Composé des compartiments benthique, pélagique, intertidal et aérien, le milieu marin offre une multitude d'habitats allant des eaux peu profondes de la zone côtière aux grandes profondeurs des fosses abyssales. En fonction de la profondeur, de la nature des fonds, de la pénétration de la lumière dans la colonne d'eau (limitée à quelques dizaines de mètres au maximum) et de la présence de nutriments, les organismes vont se répartir dans le milieu suivant les conditions nécessaires à leur développement.

Mais la biodiversité marine est moins bien connue que la biodiversité terrestre et dulçaquicole. On estime aujourd'hui que l'on a décrit moins de 10% des espèces marines. Les pressions anthropiques qui s'exercent sur ces milieux sont croissantes, avec certains dommages potentiellement irréversibles : acidification liée au changement climatique, pollutions, destruction d'habitats rares… Le littoral notamment est un territoire très convoité, et en danger : pression démographique (densité 2,5 fois supérieure au reste de la France en métropole) et touristique, aménagements côtiers, urbanisation croissante, disparition de milieux naturels particulièrement importants et sensibles, pollutions… Ces espaces nécessitent une protection particulière, assurée par quelques réglementations régulièrement menacées (notamment la Loi littoral et certaines catégories d'aires marines protégées, notamment les espaces du Conservatoire du Littoral, les arrêtés de protection de biotope, etc.).

Les milieux marins et côtiers offrent des biens et des services en termes d'alimentation, d'esthétique, de qualité de l'air et de l'eau, etc.

Services de régulation

- Les organismes marins remplissent des fonctions d'autoépuration des eaux et contribuent ainsi au maintien de la qualité de l'eau, en retenant, recyclant ou détruisant les substances nocives ou en excès grâce à leurs processus métaboliques.

Services d'approvisionnement

- Les zones marines et côtières sont sources de nombreux produits alimentaires, grâce à la richesse du plancton à la base des chaînes alimentaires, ainsi qu'à la diversité des habitats qu'elles abritent. Du fait de la richesse et la diversité des espèces présentes en milieu marin, on y trouve de nombreuses sources de composés utiles pour les activités humaines (agriculture, industrie, médecine).
- Actuellement, les algues présentent un intérêt croissant dans les applications biotechnologiques en agro-alimentaire, cosmétologie et pharmacologie, ainsi que pour la production de biocarburant (mais celle-ci nécessiterait des cultures très extensives).

Services culturels et récréatifs

- Les zones marines et côtières sont indéniablement des lieux récréatifs appréciés offrant de multiples opportunités pour les activités de loisirs et de tourisme : baignade, pêche de plaisance, nautisme, plongée sous-marine, char à voile, randonnées, observation d'espèces, etc.

Des menaces et opportunités pour la biodiversité marine associées au développement des EMR

Les énergies marines renouvelables (EMR), amenées à se développer à moyen et long terme sur le territoire métropolitain, peuvent représenter des pressions supplémentaires pour les milieux marins, mais également favoriser, dans certains cas, le maintien ou le développement de la biodiversité marine. Ces différents effets sont encore mal connus pour certains. Des besoins de recherche supplémentaire ont été identifiés par l'UICN sur certains thèmes, par exemple sur les effets du bruit et des champs électromagnétiques sur différentes espèces, ou encore sur les mécanismes qui sous-tendent les comportements d'évitement, dans le but de développer des stratégies d'atténuation appropriées.

Il est important de rappeler que les EMR viennent s'ajouter à des perturbations pré-existantes. Selon la technique utilisée et les espèces concernées (les mammifères marins par exemple, pour qui la pêche est la première source de mortalité anthropique), la pêche par exemple pourrait avoir des impacts potentiellement plus forts que les EMR. C'est peut-être aussi le cas des plateformes pétrolières et pour certains impacts (bruits) du transport maritime. Il est donc important de rappeler que les EMR ne seront pas, seules, à la source de tous les impacts subis par les milieux marins et côtiers, et capital d'évaluer les impacts cumulés des EMR et des activités plus anciennes, et ce à une échelle pertinente. Les évaluations environnementales stratégiques conduites sur les différentes façades maritimes françaises, dans le cadre des Plans d'Action pour le Milieu Marin, pourront être mises à profit pour maîtriser ces impacts.

Opportunité et menace : Modification de l'habitat

Une modification de l'habitat marin sur le lieu d'implantation du dispositif d'EMR peut découler des effets suivants :

- **Une érosion du fond marin** peut-être due aux mouvements de l'eau autour des fondations des turbines. Des dispositifs spécifiques peuvent être mis en place pour pallier cet effet : emplacement de rochers et gravier à la base, matelas anti-érosion… Ce paramètre est cependant généralement intégré aux critères de conception, car l'érosion du fond marin est un critère technique de conception des fondations. Ces mesures coûteuses et pas toujours performantes ne sont par ailleurs pas nécessaires pour toutes les fondations.
- **la remise en suspension de sédiment durant l'installation et la modification du régime hydrosédimentaire** peuvent être évitées lors du nivellement du sol, de l'ensouillage des câbles et par le choix de fondations surélevées par rapport au fond marin ou de faible emprise
- **les risques de pollution** avec les produits chimiques et les lubrifiants sont liés aux revêtement utilisés pour les installations. Pour éviter de tels risques, des solutions technologiques existent avec la double étanchéité des installations immergées et la mise en place de bacs de récupération.

Menace : Effet barrière et risques de collisions

Des collisions peuvent être engendrées par les EMR, impliquant tant l'avifaune (oiseaux, chauve-souris) que la faune marine. Pour la préservation de la biodiversité marine et côtière, l'UICN recommande notamment

- de prendre en compte les schémas de migration des tortues, des mammifères marins, des oiseaux, des chauves-souris et de certains poissons, quand ils sont connus,
- d'éviter les **sites importants pour le repos, la reproduction et le nourrissage des oiseaux marins** ainsi que les voies de déplacement entre ces sites, bien que, dans de nombreux cas, ces habitats ne sont pas assez bien identifiés.

- S'il y a des risques de chevauchement, de maintenir ouverts des **corridors de migration de plusieurs kilomètres de large** entre les parcs d'éoliennes.
- de chercher si possible à rendre les **turbines plus visibles pour les oiseaux**, en conformité bien sûr avec la réglementation concernant la navigation maritime et aéronautique : alignement, éclairage, etc..

Opportunité et Menace : l'effet « Récif »

Les structures vont aussi constituer de nouvelles surfaces à coloniser. Une succession écologique va potentiellement se mettre en place et ainsi permettre le développement de biomasse.

Le gain net de biodiversité dépendra de la qualité du milieu initialement présent (tous les milieux de substrats meubles ne sont pas pauvres en biodiversité) et du nouvel écosystème développé : l'effet « récif » peut en effet favoriser l'apparition ou la progression d'espèces non-indigènes, voire envahissantes. Le projet peut également, en changeant le schéma de dispersion et la distribution d'espèces vivant dans le milieu, favoriser les espèces opportunistes ; par exemple: les moules, les ophiures, l'algue *Halidrys siliquosa (« queue de poulain »)*, les sargasses japonaises, les crépidules…

Par conséquent, il y a bien création de biomasse mais également une potentielle modification de la composition des espèces ; il est donc difficile de dire si cette évolution est positive ou négative, et des connaissances complémentaires sont nécessaires sur ce sujet.

Dans ce contexte, le gain pourrait provenir également de l'effet « refuge » contre les impacts de la pêche (prélèvement d'espèces ciblées ou accessoires et destruction d'habitats benthiques), du fait de la présence des structures et des restrictions d'accès réglementaires.

Ci-dessous sont rappelées les principales opportunités et menaces pour les milieux marins liées au développement des EMR.

Caractéristiques techniques des EMR susceptibles d'interagir avec les milieux marins

Eolien en mer

Actuellement, l'éolien posé est la technique la plus avancée dans le domaine des énergies marines renouvelables, et la seule développée à l'échelle industrielle en France depuis la construction de l'usine marémotrice de la Rance.

L'énergie éolienne offshore, sur le même principe que l'éolien terrestre, utilise l'énergie cinétique du vent pour la production d'électricité. Les éoliennes sont composées d'un mât qui peut être fixé au fond (technique utilisée actuellement) ou à un support flottant (technique en cours de développement) et qui supporte une turbine munie d'un rotor comportant 2 ou plus souvent 3 pales. Le courant électrique est ensuite acheminé vers le réseau terrestre par des câbles sous-marins. Les vents marins plus forts et moins perturbés qu'à terre sont favorables à l'exploitation de l'énergie éolienne. Cependant les défis techniques sont importants, liés à l'environnement marin, à la maintenance, aux transports, à la logistique et aux technologies de construction.

Pour des raisons aérodynamiques, l'espacement des éoliennes dans ces parcs est de l'ordre du kilomètre, ce qui correspond à une puissance installée de l'ordre de 5 MW par km^2 ; soit environ 100 km^2 pour un parc de 500 MW, dont moins d'un centième est effectivement occupé par les fondations.

L'éolien flottant, encore au stade de l'expérimentation, est une filière qui devrait permettre, à terme, d'exploiter des surfaces marines importantes à des profondeurs supérieures (à partir de 50 m jusqu'au-delà de 200 m), et de limiter ainsi les conflits d'usages sur les zones côtières déjà fortement convoitées.

Hydrolien

Les hydroliennes sont des turbines immergées ou semi-immergées mises en mouvement grâce à l'énergie cinétique des courants marins. Les structures utilisant l'énergie cinétique des courants peuvent se présenter sous différentes formes : hydrolienne à axe vertical ou horizontal, mais aussi du type « roue à aube » ou dispositifs oscillants. Comme les éoliennes, les turbines peuvent être installées sur des supports fixés au fond ou flottant en surface. Les systèmes fixés peuvent être entièrement sous-marins ou pourvus d'un pylône qui émerge.

Marémoteur

Héritières des moulins à marée répandus sur les côtes bretonnes, les usines marémotrices telles que celle de la Rance se présentent sous la forme d'un barrage permettant la formation d'un bassin.

L'énergie marémotrice utilise la différence de hauteur d'eau entre le bassin et la mer, fonction de la marée. Les installations peuvent utiliser tout le cycle (marée montante et descendante), ou seulement une partie du cycle. Ce type de système exige des conditions très particulières, puisqu'il faut à la fois des marées de forte amplitude et une baie ou un estuaire favorable à la création d'un barrage délimitant une surface de bassin suffisamment importante.

Houlomoteur

Les dispositifs houlomoteurs utilisent l'énergie des vagues et de la houle pour produire de l'électricité. De très nombreux procédés ont été imaginés pour exploiter cette ressource énergétique : les structures flottantes (telles que Pelamis, utilisant la mise en mouvement par la houle d'une structure articulée), les colonnes d'eau oscillantes (utilisant la compression de l'air due à la variation du niveau d'eau dans un compartiment pour actionner une turbine), les systèmes à déferlement, les systèmes immergés posés au fond, les systèmes articulés, etc.

La biodiversité des écosystèmes forestiers : un enjeu de protection dans le cadre du développement de la filière bois-énergie

De forts enjeux biologiques associés aux espaces forestiers

La forêt abrite une grande variété d'habitats et d'espèces de faune et de flore, mais est également le lieu d'expression d'une forte variabilité génétique au sein des espèces forestières. Cette importante diversité s'exprime à travers les différentes strates de l'écosystème forestier : la strate muscinale est composée de mousses, lichens et champignons ; la strate herbacée de fougères, de plantes à fleurs et de graminées ; la strate arbustive d'arbustes ou de jeunes arbres et la strate arborée des houppiers des grands arbres.

Afin de réduire les émissions de gaz à effet de serre et ainsi de lutter efficacement contre le changement climatique, il est indispensable de développer le recours aux énergies renouvelables dont fait partie le bois-énergie. Cependant le développement du bois-énergie peut affecter la biodiversité forestière, et ce de manière différente selon les modes d'exploitation mis en œuvre pour sa production. Il convient alors de tenir compte en amont de ces impacts dans le choix des modes de production du bois-énergie pour concilier son développement avec les objectifs de préservation de la biodiversité.

D'une part, pour les forêts régulièrement exploitées, les impacts de la production de bois-énergie seront liés à trois éléments principaux de cette exploitation :

- l'exportation supplémentaire de bois, matière organique et minéraux. En effet, le bois mort au sol constitue un habitat essentiel pour de nombreux organismes dans les forêts matures, ce dernier hébergeant près de 25% de la biodiversité forestière[25]. Afin de préserver la fertilité des sols et par là même les performances de croissance des arbres, il convient de limiter l'exportation supplémentaire de bois, impliquant une réduction de la rétention de bois mort et donc des nutriments associés à sa décomposition.
- une augmentation de la fréquence et des modalités d'intervention. Afin d'éviter le risque de tassement du sol, et ses répercussions sur l'écosystème forestier (réduction de l'activité microbienne entre autre) mais également de limiter les modifications des flux d'eau impactant la végétation, et les dérangements de la faune, il convient de veiller à ne pas augmenter les interventions en forêt liées à la récolte du bois-énergie
- les modifications potentielles de la structure et de la composition des peuplements. Ces modifications potentielles concernent les espèces plantées, la densité du peuplement, les opérations faites dans le peuplement et la durée de la révolution.
    - Ces modifications ne doivent pas induire un recours à la plantation d'espèces exotiques qui pourrait d'une part, réduire la faune et la flore du sol et d'autre part augmenter l'exposition des écosystèmes au risque d'invasion biologique.
    - Le raccourcissement de la révolution entraînerait une régression des stades plus âgés, et donc une régression des vieux et gros arbres et des bois mort debout, riches en biodiversité.

D'autre part, certains peuplements non exploités depuis plusieurs décennies pourraient se voir transformés par leur remise en exploitation pour la production de bois-énergie. Cette substitution induirait une modification de l'écosystème tout entier, plus forte en fonction de l'âge du peuplement substitué. En effet, la richesse des espèces animales et végétales est plus faible dans les forêts exploitées que dans les forêts non exploitées. Il convient donc d'éviter d'engager des projets dans ces zones.

Des outils de gestion durable des forêts à mobiliser

La forêt du territoire métropolitain représente 16.5 Mha. La forêt publique, relevant du régime forestier, représente un quart des forêts métropolitaines. La forêt privée est donc majoritaire, mais elle est morcelée : 3,3 millions de propriétaires se partagent 12,4 Mha, soit 75 % de la surface forestière, avec les deux-tiers des propriétaires possédant une surface forestière inférieure à 1 ha[26].

La gestion durable des forêts est assurée par 4 catégories de documents de gestion, définis par la loi d'orientation forestière de 2001 :

- les documents d'aménagement : généralement le document de gestion en forêt publique ;
- les plans simples de gestion (PSG) :
    - obligatoire pour les propriétés boisées dépassant le seuil de 10 à 25 ha selon les départements ;
    - volontaire pour celles d'une surface supérieure à 10ha mais inférieure au seuil départemental ;
- les codes de bonnes pratiques sylvicoles (CBPS) ;
- les règlements types de gestion (RTG).

Les CBPS et RTG sont des outils essentiellement pour les propriétés inférieures à 25ha.

En 2010, la surface forestière française présentant un plan de gestion formel était de plus de 7 Mha, soit 45,1 % de la surface totale. En forêt publique, le taux de forêts aménagées était élevé (92,8 %), et quant aux forêts privées, 80,5 %

[25] Source : UICN, Bois-énergie et biodiversité forestière, mai 2015
[26] Source : UICN, Bois-énergie et biodiversité forestière, mai 2015

des propriétaires devant présenter un plan simple de gestion en avaient un agréé. En 2013, la surface forestière privée couverte par un document de gestion agréé représentait 30,40 % des forêts privées.

Perspectives et tendances à moyen terme: une nécessaire amélioration des connaissances

Ainsi, malgré des connaissances encore incomplètes au sujet de la biodiversité, certaines tendances se dégagent, permettant d'avoir un aperçu de l'efficacité des mesures de préservation mises en places. Les résultats sont mitigés, et si quelques espèces et régions sont en bon état de préservation, d'autres sont soumises à des pressions multiples qui les rendent particulièrement sensibles. Les littoraux représentent un enjeu particulier car ils possèdent la plus grande richesse en termes de biodiversité, d'une part, et sont sujets au plus grand nombre de pressions naturelles et artificielles, d'autre part. Le littoral méditerranéen, notamment, est considéré comme un « point chaud » de la biodiversité à l'échelle planétaire.

Toutefois, la mise en place récente de la Stratégie Nationale pour la Biodiversité (SNB) permet de dégager des perspectives d'évolutions plus positives. La stratégie développe en effet des axes d'actions qui correspondent aux pressions identifiées : l'accent est mis sur l'amélioration de la connaissance, l'intégration de la biodiversité à tous les niveaux de prise de décision et au sein des modèles économiques, ainsi que la mise en place d'un cadre d'action cohérent en faveur de la biodiversité à l'échelle nationale. De plus, la création des Trames Vertes et Bleues, initiée par le Grenelle de l'environnement, contribue progressivement à protéger la continuité écologique et à la lutte contre la fragmentation des habitats.

Ces efforts au niveau national et déclinés à l'échelle des territoires devraient contribuer à ralentir les tendances de dégradation du fonctionnement des écosystèmes observées au cours des dernières décennies.

Milieux naturels et biodiversité : synthèse et tendances

●●●

La biodiversité du territoire métropolitain est caractérisée par son immense richesse, mais aussi par les multiples pressions qui s'exercent sur les milieux naturels et les écosystèmes. Si certains espaces particulièrement sensibles font l'objet de reconnaissances et protections réglementaires ou contractuelles à l'échelle nationale, européenne ou internationale, des enjeux plus larges touchent la fonctionnalité des écosystèmes dans leur ensemble : la fragmentation des espaces, en lien avec la progression de l'artificialisation, et les pressions urbaines et touristiques exercées dans certains territoires sensibles (espaces littoraux en particulier), contribuent à accentuer le phénomène de perte de biodiversité.

↘

Certains efforts viennent cependant ralentir ces tendances négatives : il s'agit de la mise en place de trames vertes et bleues reposant sur des orientations nationales déclinées en régions et au sein des territoires, mais aussi de l'adoption récente de la SNB qui favorise notamment l'amélioration de la connaissance de la biodiversité. A long terme, la poursuite de ces efforts est nécessaire pour enrayer la perte de biodiversité.

Sources :

- Etat de l'environnement en France en 2014 (MEDDE)
- Biodiversité rare ou menacée : 22 % des habitats et 28 % des espèces dans un état favorable (CGDD, SOeS, décembre 2014)
- UICN, Bois-énergie et biodiversité forestière, mai 2015
- UICN, Développement des énergies marines renouvelables et préservation de la biodiversité, septembre 2014

Utilisation et pollution des sols

Utilisation des sols

Un territoire avant tout agricole, malgré la progression de l'artificialisation des sols

Selon l'enquête Teruti du ministère en charge de l'Agriculture, les terres artificialisées comprennent les sols bâtis, revêtus ou stabilisés (chemins forestiers et agricoles, routes, parkings, etc.), ainsi que d'autres surfaces comme les carrières, les espaces verts urbains, les équipements sportifs, etc. L'artificialisation du territoire a augmenté de 490 000 hectares entre 2006 et 2014, soit 60 000 ha par an en moyenne, pour atteindre 9,3 % du territoire métropolitain en 2014. La progression de l'artificialisation a lieu principalement aux alentours des grandes villes, le long des réseaux de transport, dans les vallées, ainsi que dans les espaces proches du littoral. Le tissu urbain discontinu, les zones industrielles et commerciales et les grandes infrastructures de transport représentent 90 % des surfaces artificialisées.

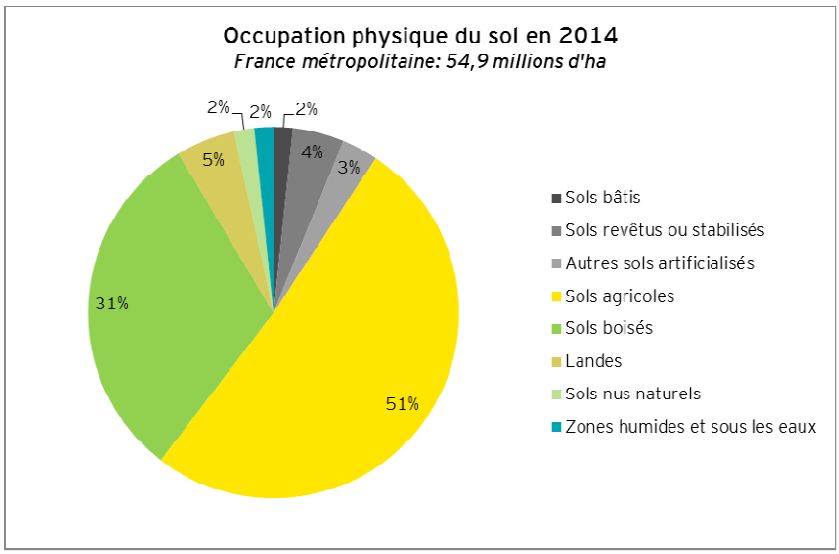


Figure 23 : Occupation physique du sol en 2014

Source : d'après SSP – Agreste – enquêtes Teruti-Lucas

Si la France métropolitaine reste malgré tout majoritairement agricole (51 % des sols en 2012), ces surfaces sont en constante réduction. Toutefois, les pertes de terres agricoles ont diminué ces dernières années, passant notamment d'un taux annuel de 114 millions d'ha entre 2006 et 2008, à 42 millions d'ha entre 2010 et 2012 (baisse de l'activité dans le bâtiment et les travaux publics, effet des politiques d'urbanisme consécutives au Grenelle de l'Environnement…), suivi d'une légère hausse entre 2012 et 2014 (-80 millions d'ha par an moyenne). Ces pertes sont plus importantes dans le sud-est de la France où la déprise agricole s'accentue (les régions du Languedoc-Roussillon et Provence-Alpes-Côte d'Azur disposant d'un espace agricole structurellement plus faible) et où la croissance de l'habitat individuel augmente le plus.

Une partie des terrains agricoles abandonnés ont été transformés en espaces naturels (friches, boisements…), expliquant que les surfaces naturelles (bois, landes et friches…) soient ainsi relativement stables dans le temps.

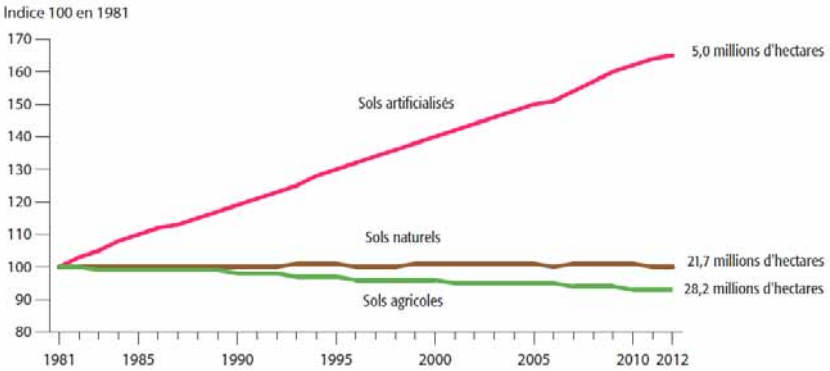


Figure 24: Evolution de l'occupation du sol en France, selon l'enquête Teruti-Lucas

Source : SSP – Agreste

L'artificialisation liée au développement économique et à la croissance démographique engendre, directement, la perte de terres agricoles ou la destruction d'habitats naturels et, indirectement, la fragmentation et le cloisonnement des milieux naturels. L'imperméabilisation des sols due à la construction de bâtiments, routes ou parkings entraîne une accélération de l'écoulement des eaux pluviales en cas d'épisodes de crues. Les mécanismes à l'œuvre avec l'artificialisation sont globalement préjudiciables à la préservation de la biodiversité et à la régulation de l'écoulement des eaux pluviales.

Selon l'édition 2015 de CORINE Land Cover (représentant l'évolution de l'occupation de l'espace entre 2006 et 2012), l'artificialisation est tendanciellement en croissance, mais le rythme a diminué ces six dernières années par rapport à la période précédente : entre 2000 et 2006, le poids des territoires artificialisés a augmenté de 0,40 point (correspondant à un surcroît de 221 000 ha sur 6 ans) ; l'augmentation est de 0,16 point entre 2006 et 2012 (87 000 ha). Entre 2006 et 2012, comme sur la période précédente, plus de 87 % des territoires nouvellement artificialisés sont prélevés sur des territoires agricoles, le reste étant prélevé sur les forêts et les milieux semi-naturels. Le ralentissement du rythme d'artificialisation est essentiellement lié à celui des forêts et espaces semi-naturels, tandis que le recul des terres agricoles est, entre 2006 et 2012, peu différent de celui observé entre 1990 et 2000.

Une artificialisation à mettre en regard d'autres indicateurs de pression sur les sols

Au-delà de l'artificialisation des sols, d'autres indicateurs existent pour mesurer la pression exercée sur ces derniers. La qualité et les caractéristiques des sols varient sur le territoire métropolitain et peuvent se mesurer à l'aide de différents indicateurs, attestant tant de leur fertilité et productivité agronomique et forestière, de leur fonction par rapport aux variations et évolutions climatiques à court et long terme, que de leur diversité et de leur biodiversité. Les données et rapports publiés par le Gis Sol[27] permettent d'établir un état des lieux de la qualité des sols en France. Ainsi, le taux de saturation des sols de France, qui est un indicateur de fertilité des sols, varie selon les territoires :

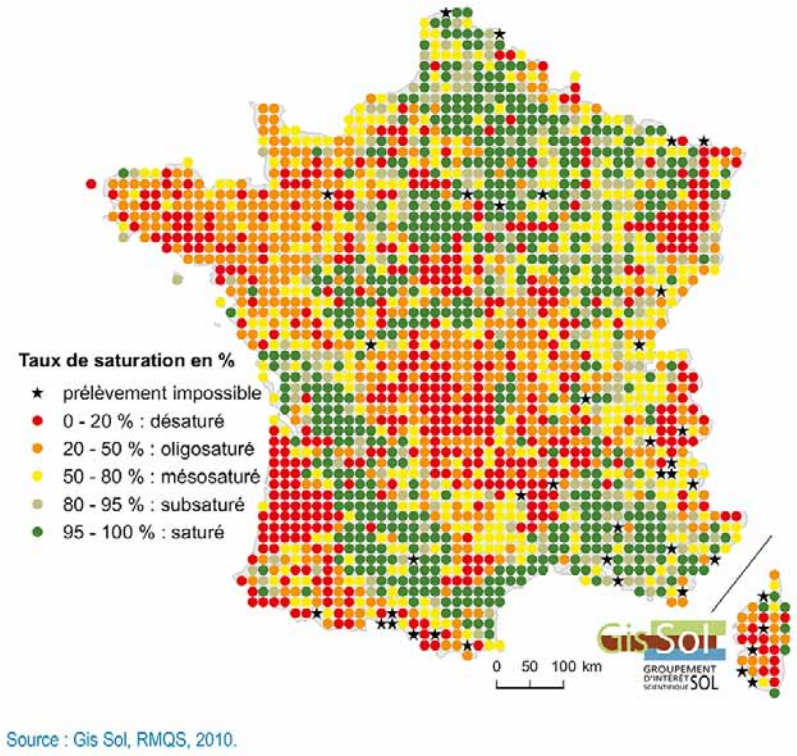


Figure 25 : Le taux de saturation des sols en France en 2010

Source : Gis Sol

La quantité d'hectares consommés doit de ce fait être mise en regard des propriétés et qualités des sols, et du rôle qu'ils jouent dans les écosystèmes et dans l'économie locale. Par exemple, selon le Gis Sol, à l'échelon de la France métropolitaine, ce sont surtout des sols de très bonne qualité agronomique qui ont été artificialisés entre 2000 et 2006 : ils représentent plus d'un tiers des surfaces agricoles artificialisées au niveau national.

[27] Le Groupement d'intérêt scientifique Sol (Gis Sol) a été créé en 2001 pour constituer et gérer un système d'information sur les sols de France et répondre aux demandes des pouvoirs publics et de la société au niveau local et national. Le Gis Sol conçoit, oriente et coordonne l'inventaire géographique des sols, le suivi de leurs propriétés et l'évolution de leurs qualités, et gère le système d'information sur les sols. Le Gis Sol assure également la valorisation des données sur les sols de France, en cohérence avec les programmes européens. Site internet: https://www.gissol.fr/le-gis

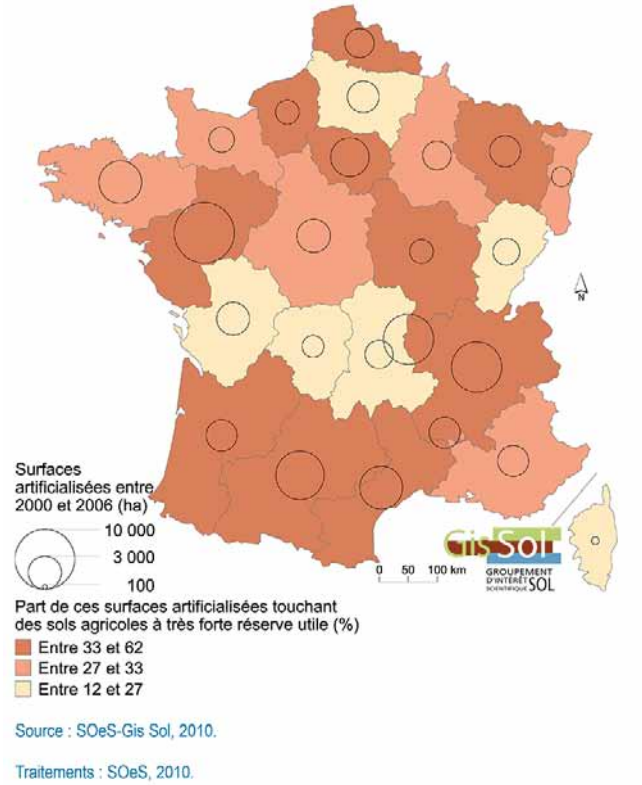


Figure 26 : La pression de l'artificialisation entre 2000 et 2006 sur les sols agricoles à très forte réserve utile en eau

Source : Gis Sol

La connaissance de la qualité des sols doit permettre d'éviter que les sols les plus productifs (du point de vue agronomique ou biologique) ne fassent l'objet de pressions accrues.

Des changements d'affectation des sols à l'origine de variations des stocks de carbone

Si l'afforestation contribue à accroître les stocks de carbone, l'artificialisation, et en particulier l'imperméabilisation des sols, conduit à l'inverse à une perte de matières organiques et des fonctions des sols, très difficilement réversibles. En effet, le stock de carbone dans le sol peut varier du simple au double en fonction de l'affectation des sols.

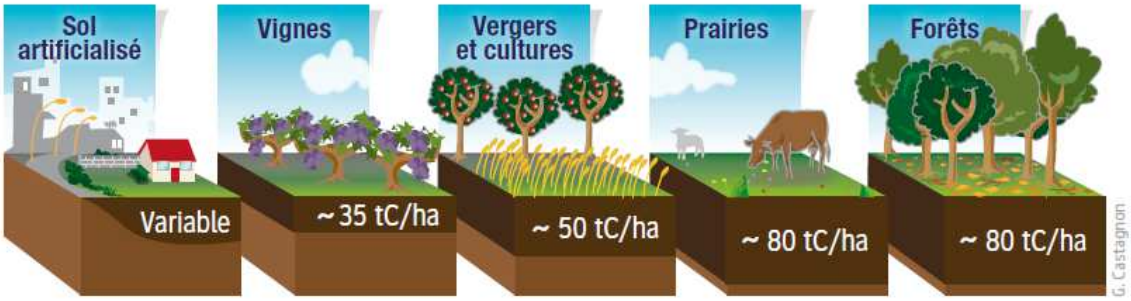


Figure 27: Estimation du stock de carbone dans les 30 premiers centimètres au sol, selon l'affectation des sols

Source : ADEME

De ce fait, la préservation des stocks de carbone dans les sols français et du rôle de puits de carbone de certains espaces passe par la protection des milieux naturels et la conservation des prairies dans les systèmes d'élevage

Des biocarburants sources de conflits d'usage des sols

Dans le cadre de la production de biocarburants de première génération, le risque de concurrence entre les filières alimentaires et énergétiques en matière de production agricole existe. Selon un rapport de la Cour des Comptes, ces derniers utilisaient pour la culture de leur matière première un peu moins de 6% de la Surface Agricole Utile (ou SAU) en 2010, soit 1,7 Mha[28]. En particulier, les 1,45 Mha de plantes oléagineuses (dont le Colza) dédiées à la production de

[28] Source : Rapport de la cour des comptes de janvier 2012 - Politique d'aide aux biocarburants

biodiésel étaient en directe concurrence avec la production d'huile alimentaire. En ce qui concerne les changements d'affectation des sols indirects (CASI) liés au développement des biocarburants de première génération (produits à partir de matières premières alimentaires), la Commission européenne a proposé de fixer un plafond pour les biocarburants qui ont un effet CASI tout en préservant les investissement réalisés. La directive 2015/1513 du 9 septembre 2015 fixe un niveau maximal de 7 % de la consommation finale d'énergie dans les transports en 2020 pour les biocarburants de première génération qui ont un effet CASI. Elle prévoit également une incitation à la transition vers les biocarburants produits à partir de matières premières n'entrant pas en concurrence avec l'alimentation, en demandant aux États membres de fixer des objectifs nationaux sur la base d'une valeur de référence minimale de 0,5%. Selon Solagro (http://www.solagro.org/site/384.html), les 7% de biocarburants équivaudrait à un peu moins de 2,4Mha de SAU dédiée à la production de biocarburants dans le cadre d'un équilibre entre l'utilisation de biodiésel et de bioéthanol. La production de biocarburants avancés (notamment à partir de résidus agricoles et forestiers et d'algues) ne devrait pas avoir de répercussion significative en termes d'usage des sols.

Une faible pression des installations solaires centralisées sur la ressource foncière

En revanche, la production d'électricité à partir de panneaux photovoltaïques installés au sol ne rentre actuellement pas significativement en concurrence avec d'autres utilisations des sols, et ne devrait pas l'être à l'avenir. La capacité totale du parc de production photovoltaïque raccordée au réseau fin 2014 est estimée à 5 589 MW (dont 5 400 MW en métropole)[29]. A fin 2013, les centrales au sol mobilisaient 27 % de la puissance totale des modules photovoltaïques installés, les 73% restants étant constitués de systèmes décentralisés.[30]

En considérant qu'un MW installé au sol correspond à l'équivalent de 1 à 3 ha au sol[31], et en considérant qu'environ 27% de la puissance installée en France correspond à des centrales au sol, les centrales photovoltaïques au sol représenteraient à fin 2014 une surface totale comprise entre 1 400 et 4 400 ha, soit 0,03% - 0,09% du total des surfaces artificialisées en 2012 (de l'ordre de 5 millions d'ha). A titre de comparaison, les sols artificialisés non bâtis provisoires représenteraient 4 330 000 hectares[32] sur les 5 millions d'hectares de sols artificialisés au total. Parmi eux, les sols liés à des activités humaines hors agriculture (chantiers, bâtiments, travaux publics, carrières, décharges, terrains vagues) représentent 167 000 hectares. A titre de comparaison toujours, l'ADEME estime à 100 000 ha les surfaces de friches urbaines en France métropolitaine.[33]

Si cette surface occupée demeure relativement faible, les tendances d'évolution montrent une hausse de la part du photovoltaïque dans la puissance raccordée : selon l'ADEME, la part des centrales au sol dans le total des puissances installées annuelles est passée de 25 % en 2011 à 39 % en 2013. Il convient d'accorder une attention particulière au sujet, en veillant à maîtriser la consommation d'espaces naturels et agricoles pour l'installation de centrales au sol, ainsi qu'à la qualité d'insertion paysagère des centrales. Il est notamment possible de privilégier l'utilisation de terrains dégradés (friches, sites pollués, etc.) et déjà artificialisés.

Par ailleurs cette tendance concerne plus particulièrement certaines régions, puisque cinq régions concentrent la moitié de la puissance installée en basse-tension: Midi-Pyrénées (337 MW), Pays de la Loire (303 MW), Rhône-Alpes (234 MW) Provence-Alpes-Côte d'Azur (229 MW), et Aquitaine (227 MW)[34].

La contribution du secteur des transports à l'artificialisation des sols

Le secteur des transports contribue à l'artificialisation des sols et à leur imperméabilisation : en 2012, les infrastructures de transports (réseaux routier et ferroviaire et espaces associés, zones portuaires, aéroports) représentent 3,6% des espaces artificialisés du territoire métropolitain (eux même représentant 6% de la surface totale du territoire). Par ailleurs, les surfaces dédiées aux infrastructures de transports ont progressé de 5,4% entre 2006 et 2012[35]. Encourager les reports modaux pourrait nécessiter la construction de nouvelles infrastructures qui risqueraient d'accroître l'artificialisation des sols. En revanche, la maîtrise de la demande et l'optimisation de l'usage des véhicules et des réseaux existants sont de nature à limiter le besoin en infrastructures nouvelles.

En revanche, le déploiement des infrastructures nécessaires au développement des véhicules à carburants alternatifs (bornes de rechargement électrique, stations au gaz naturel ou hydrogène) ne devrait pas augmenter significativement l'artificialisation des sols dans la mesure où une partie de celles-ci viendront se localiser sur le réseau existant. Ce point constituera cependant un axe de vigilance dans le cadre de l'évaluation environnementale.

Pollution et qualité des sols

Une qualité nuancée des sols métropolitains

Selon les travaux menés par le Groupement d'Intérêt Scientifique (GIS) SOL, l'état des sols en France, qui ne reste que partiellement connu, est nuancé.

Un certain nombre de contaminations historiques existent (selon le site BASOL, la France métropolitaine comportait à la date du 1er septembre 2015, 6 143 sites pollués) et sont difficilement réversibles (plomb des essences, etc.). Si ces contaminations peuvent être à l'origine de problèmes sanitaires, en revanche leur présence en faibles quantités dans les sols limite les risques de transfert dans la chaîne alimentaire. L'interdiction de certains produits (arséniate de plomb par

29 Source : Eurobserv'ER, avril 2015, baromètre photovoltaïque
30 Source : ADEME, Le photovoltaïque en France en 2013, juin 2014
31 Le ratio utilisé provient de diverses sources concordantes : chiffres de l'association Hespul (photovoltaïque.info), chiffres ADEME
32 Enquête Teruti-Lucas
33 Source : ADEME, http://www.presse.ademe.fr/2012/02/friches-urbaines-plus-de-90-sites-rehabilites-depuis-2009.html
34 Voir également l'étude "Evaluation macroscopique du potentiel photovoltaïque mobilisable au sol dans le sud de la France", CEREMA, janvier 2016.
35 Source : MEEM/SOeS, analyse des données CORINE Land Cover 2012

exemple) et le meilleur contrôle des sources de pollutions (boues des stations d'épuration, effluents des industries, rejets animaux, etc.) peuvent laisser espérer une réduction d'une partie au moins de ces pressions à l'avenir.

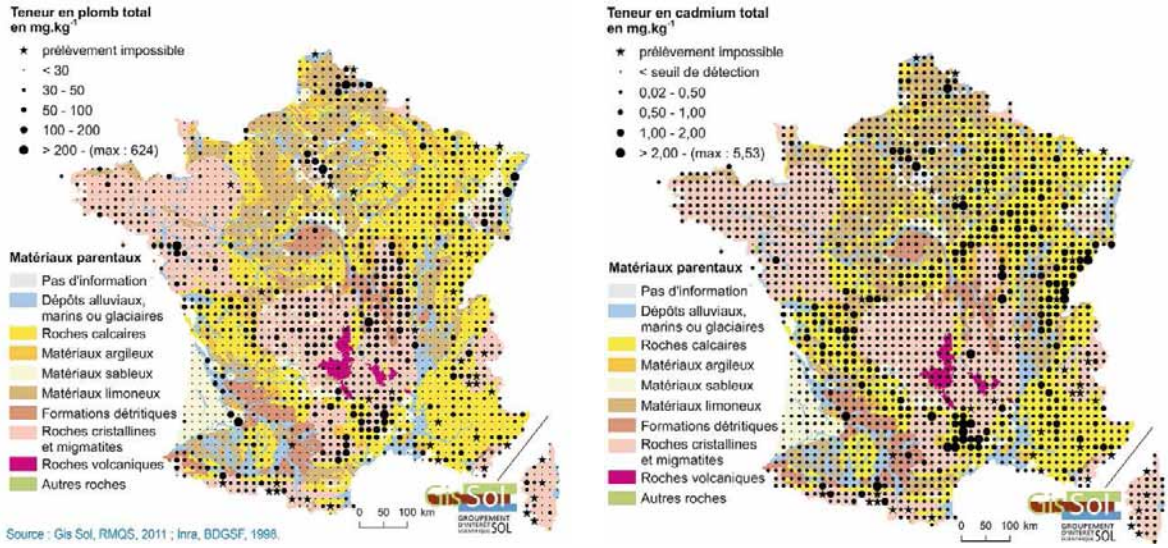


Figure 14: Cartographie de deux contaminations des sols, avec les teneurs en plomb total (à gauche) et en cadmium total (à droite) des horizons de surface (0-30 cm) des sols de France

Source : GIS SOL, 2011

La fertilité et l'érosion des sols : des enjeux à ne pas négliger au regard du changement climatique

Fertilité et teneur en carbone

La fertilité chimique des sols, bien que non alarmante (aucun sol n'apparaît stérile par exemple), soulève des questions au regard des pratiques agricoles actuelles : l'actuelle gestion des effluents d'élevage est à l'origine de déséquilibres chimiques (en termes de phosphore notamment), tandis que l'activité agricole intensive participe à la baisse de la biodiversité des sols. De plus, la plus forte mobilisation des résidus de culture dans le cas d'un développement de la production de biocarburants de deuxième génération pourrait avoir pour conséquence de réduire les apports en matière organique des sols, et donc de diminuer la teneur en carbone des sols agricoles.

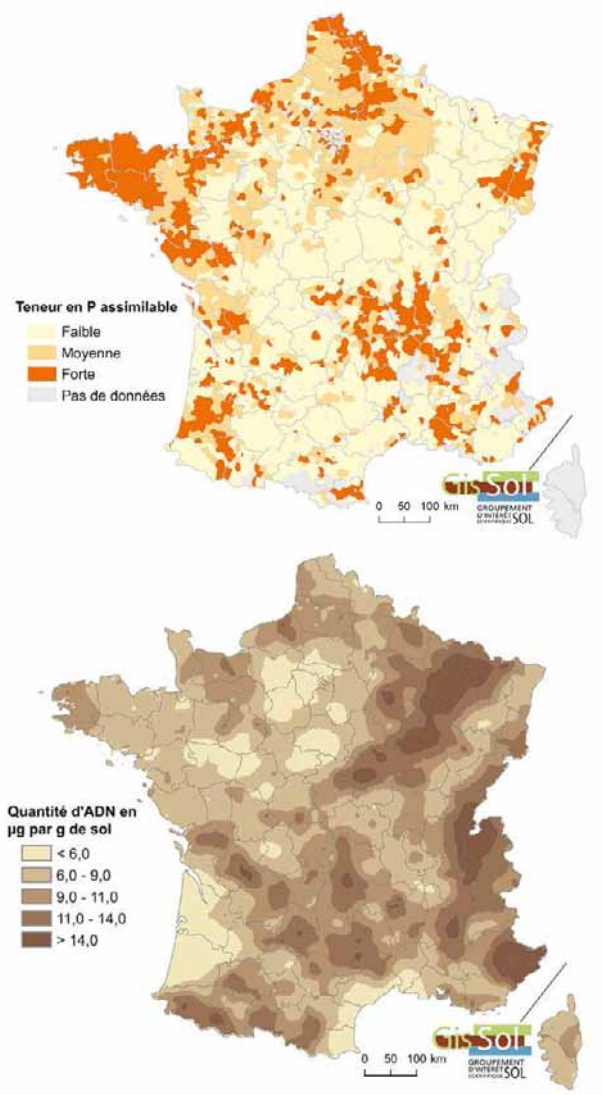


Figure 15: Cartographies illustrant la qualité agronomique des sols, avec les teneurs en phosphore assimilable des horizons de surface des sols agricoles de France par canton (à gauche) et la répartition de la biomasse microbienne (à droite)

Source : GIS SOL, 2011

Erosion

Des pertes de sols sont observées dans certaines régions (sols agricoles limoneux des bassins parisien et aquitain et secteurs de piémont et méditerranéens notamment), pouvant être à l'origine de glissements de terrains et à terme d'une menace de l'intégrité des systèmes agro-écologiques. Cette situation s'explique par une intensité des phénomènes d'érosion supérieure à celle de la production de nouveaux sols par altération naturelle des roches. Certaines pratiques culturales ont été identifiées comme favorisant les phénomènes d'érosion des sols (absence de couverture des sols en hiver par exemple), de même que leur tassement (utilisation d'engins agricoles par exemple). Par ailleurs, les phénomènes extrêmes (pluies de forte intensité en particulier) sont également à l'origine d'une plus forte érosion des sols, ce qui pourrait augmenter du fait du changement climatique.

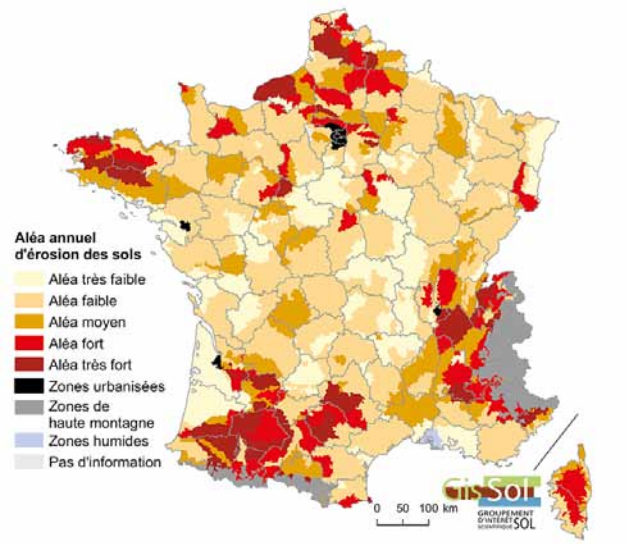


Figure 30: Cartographie de l'aléa d'érosion des sols agricoles

Source : GIS SOL, 2011

Perspectives d'évolution : vers une stabilisation des tendances d'artificialisation des terres agricoles ?

Le rythme futur d'artificialisation des sols à l'échelle nationale est difficilement prévisible et dépendra à la fois de facteurs faisant déjà l'objet de projections chiffrées, notamment de la part de l'INSEE (évolutions démographiques, nombre et taille des ménages), mais aussi de tendances d'évolution plus générales (métropolisation, densité des habitats, étalement urbain, etc.) plus difficiles à évaluer.

S'appuyant sur ces éléments, le CGDD a réalisé un travail prospectif « Territoires Durables 2030 » dessinant plusieurs scénarii prévisionnels. Parmi les indicateurs étudiés pour la comparaison de ces différents scénarii, le pourcentage de terres agricoles perdues du fait de la croissance urbaine a été étudié. Suivant le scénario utilisé, la perte de surfaces agricoles du fait de la croissance urbaine est de l'ordre de 4-6% (dans des scénarii de coopération territoriale et de forte métropolisation) à 35% (dans un scénario d'exode urbain et de relocalisation des activités dans les campagnes) de la surface agricole actuelle[36], représentant entre 1 et 10 millions d'hectares nouvellement urbanisés d'ici 2030. Si ces exercices prospectifs restent théoriques et représentent des scénarii extrêmes, ils illustrent les choix qui se posent au territoire pour orienter les modes de vie vers une consommation rationnelle de la ressource en espace.

[36] La surface agricole prise en compte comme base de calcul est la surface agricole Corine Land Cover 206.

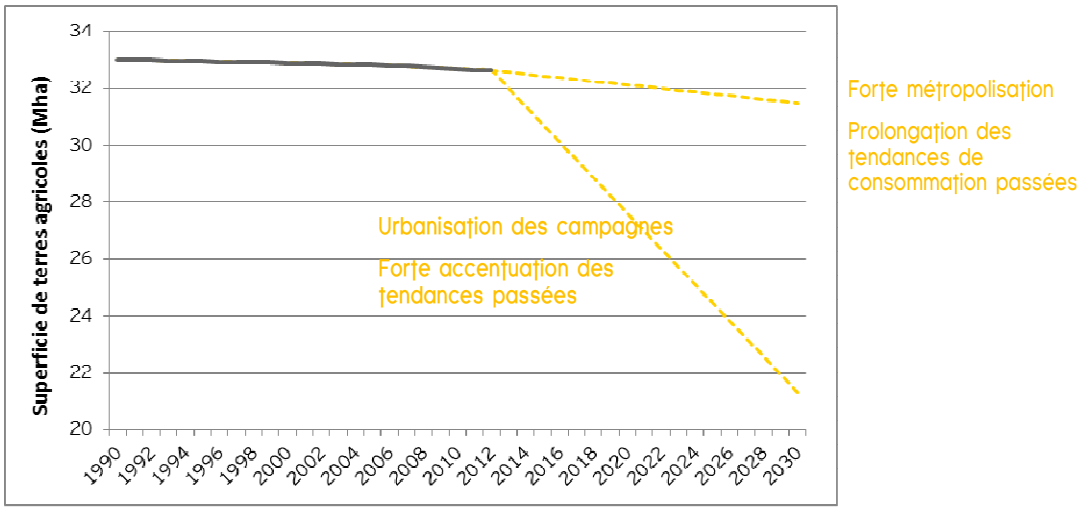


Figure 31: Faisceau d'évolution des superficies agricoles en France Métropolitaine

Source : d'après CGDD – mission prospective, et Corine Land Cover pour les évolutions passées.

Afin de limiter les potentielles tensions liées aux évolutions des modes de développement, s'additionnant aux pressions liées au changement climatique, il est nécessaire de tenir compte de la qualité (valeur agronomique, potentiel de stockage carbone, sites pollués) des sols au-delà de la quantité d'espace consommée.

Utilisation et pollution des sols : synthèse et tendances

La ressource foncière, majoritairement destinée aux usages agricoles en France, fait l'objet de pressions croissantes pouvant être sources de conflits d'usages : artificialisation des sols liée à l'urbanisation, développement des cultures énergétiques, etc. Ainsi, l'artificialisation du territoire a augmenté de 68 000 ha/an en moyenne de 2006 à 2012 pour atteindre 9 % du territoire métropolitain en 2012. S'il n'est pas possible de prévoir avec exactitude le rythme de consommation d'espaces agricoles dans les années à venir, il est cependant fortement probable que celui-ci se poursuive voire s'accentue.

La qualité des sols est nuancée sur le territoire métropolitain, et les enjeux de fertilité et de teneur en carbone des sols se révèlent être des composantes essentielles du modèle territorial futur. On attend également des pertes agricoles supplémentaires dues aux effets du changement climatique (sécheresses, événements extrêmes, etc.). Les tensions exercées sur les surfaces agricoles vont donc très probablement aller en s'accroissant, avec des enjeux de sécurité alimentaire comme énergétique.

Sources :

- Enquête Teruti-Lucas 2015 (Agreste - ministère de l'agriculture)
- Etat de l'environnement en France en 2014 (MEDDE)
- Synthèse sur l'état des sols de France en 2011 (GIS SOL) (http://www.gissol.fr/)
- Carbone organique des sols - L'énergie de l'agro-écologie, une solution pour le climat (ADEME)
- Territoire Durable 2030 - CGDD - Mission Prospective
- Corine Land Cover - données statistiques fournies par le MEDDE : « Repères - Chiffres clés - sols environnement - Edition 2015 » du CGDD. http://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/fileadmin/documents/Produits_editoriaux/Publications/Reperes/2015/reperes-chiffres-cles-sols-edition-2015.pdf
- Eurobserv'ER, avril 2015, baromètre photovoltaïque
- ADEME, juin 2014, Le photovoltaïque en France en 2013

Ressource en eau

Une amélioration progressive de la qualité des masses d'eau en France

La qualité physico-chimique des cours d'eau est une condition du maintien de la biodiversité aquatique et figure parmi les priorités européennes. La directive cadre sur l'eau (DCE) adoptée en 2000 a pour objectif la préservation et la restauration des milieux aquatiques. Elle instaure une obligation de résultat : le bon état des eaux en 2015, qu'il s'agisse des eaux de surface, des eaux souterraines ou des eaux littorales.

Des masses d'eau superficielles de qualité inégale

La France présente un réseau hydrographique dense, mais fragilisé notamment par des pratiques agricoles intensives et est le réceptacle des rejets domestiques et industriels.

Quatre paramètres emblématiques de l'état physico-chimique des cours d'eau sont retenus pour suivre l'état des masses d'eau.

- Les nitrates proviennent principalement de l'utilisation d'engrais pour l'agriculture ;
- l'ammonium (ou azote ammoniacal), peu présent dans les eaux naturelles, est un indicateur de performance de l'épuration des rejets urbains ;
- les orthophosphates interviennent avec les nitrates dans les processus d'eutrophisation ;
- la demande biochimique en oxygène (DBO) correspond à la quantité d'oxygène nécessaire à la dégradation des matières organiques contenues dans l'eau.

Globalement, on observe une amélioration de la qualité des eaux sur ces 4 paramètres depuis les années 1970. La tendance est moins marquée sur les nitrates, où l'indice indique plutôt une stabilité, avec des variations inter-annuelles influencées par la pluviométrie. Les évolutions des nitrates sont contrastées suivant les bassins. La dégradation se confirme dans des bassins où les teneurs en nitrates étaient à l'origine les plus faibles Au contraire, la situation tend à s'améliorer, ou se stabiliser, là où les concentrations étaient parmi les plus élevées : c'est le cas des bassins fortement agricoles dans l'Ouest, où l'utilisation d'intrants azotés (notamment issus des effluents d'élevage), a diminué. Les bassins de la Seine font exception: les teneurs, élevées, gardent une tendance à la hausse.

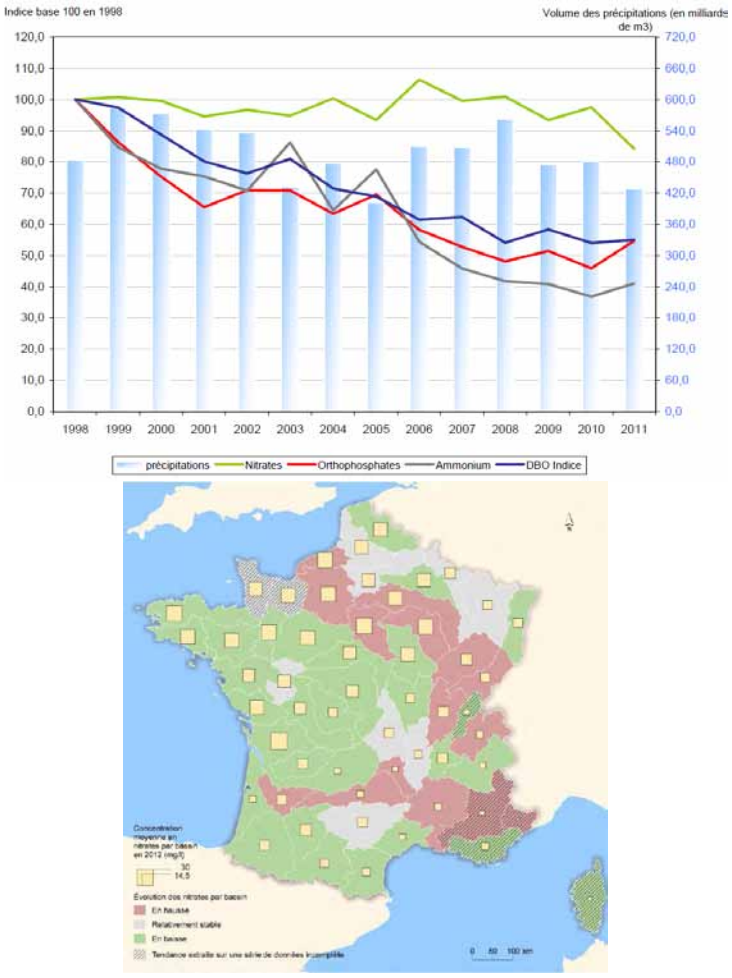


Figure 32 : Evolution des paramètres de qualité des eaux superficielles entre 1998 et 2011 (à gauche) et cartographie de l'évolution des nitrates par bassin (à droite)

Source : Note de synthèse sur l'eau - Qualité et ressource ; SOeS 2013

Ces quatre paramètres ne sont pas suffisants pour caractériser, à eux seuls, l'état écologique des eaux. Il dépend également de la biodiversité (macroinvertébrés…), de la présence de micropolluants (pesticides, métaux, hydrocarbures…), du régime hydrique ou de l'état physique du cours d'eau (présence de barrages…). A ce titre, si la qualité écologique des cours d'eau, auparavant en baisse, s'est stabilisée ces dernières années, en revanche une présence préoccupante de pesticides et d'autres micropolluants est observée, et de nouvelles substances sont désormais suivies : médicaments, perturbateurs endocriniens, etc.

Ainsi, malgré ces évolutions globalement assez favorables, les efforts sont à poursuivre pour respecter les objectifs de bon état des eaux assignés par la DCE, puisqu'en 2013 :

- 43,7 % des masses d'eau superficielles françaises (DOM compris) disposaient d'un bon ou très bon état écologique, contre 55,3 % de masses d'eau avec un état écologique moyen, médiocre ou mauvais (et 1% avec un état écologique indéterminé) ;
- 49,9 % des masses d'eau superficielles françaises (DOM compris) présentaient un bon état chimique, contre 14,2% % de masses d'eau avec un état chimique mauvais (et 35,9 % avec un état chimique indéterminé).

Un facteur de qualité supplémentaire : la température

La température d'un cours d'eau joue un rôle fondamental dans la dynamique des écosystèmes aquatiques : elle influe sur la distribution spatiale des organismes vivants, leur croissance, leur reproduction, leur comportement ou encore leur état sanitaire. Or les actions de l'homme impactent la température des cours d'eau : l'urbanisation, l'agriculture, la construction de barrages sont autant d'activités qui modifient le régime hydrologique et la morphologie des cours d'eau et, par conséquent, induisent des variations de température.

Le secteur de l'énergie est particulièrement concerné par cette problématique. En effet, il est responsable des prélèvements de ressource en eau à hauteur de 60% sur le territoire national, principalement à des fins de refroidissement des centrales électriques. Les rejets thermiques des centrales conduisent à une élévation de la température entre l'amont et l'aval du rejet de quelques dixièmes de degrés à plusieurs degrés. Bien que ces rejets soient réglementés, ils sont susceptibles d'apporter une perturbation écologique au milieu.

Ce paramètre est d'autant plus à prendre en compte que le réchauffement va induire une modification du régime des précipitations et des températures des cours d'eau. Il va ainsi impacter les milieux aquatiques et probablement modifier leur sensibilité aux pressions. Par exemple, certaines espèces exotiques, qui supportent des températures plus chaudes et des concentrations en oxygène plus faibles que les espèces autochtones, pourraient étendre leur aire de répartition.

La température des cours d'eau est suivie par un réseau de contrôle et de surveillance, appartenant à plusieurs opérateurs et coordonné au niveau national par l'ONEMA. C'est donc un facteur à prendre en compte au moment de l'évaluation.

Une qualité écologique perturbée des milieux aquatiques

La non-atteinte du bon état écologique des cours d'eau fixé initialement à 2015

Au titre de la directive-cadre sur l'eau (DCE), l'état écologique des masses d'eau doit être évalué. Six classes permettent de présenter les résultats, de « très bon » à « mauvais ». Elles expriment un écart à une situation de référence exempte de perturbations d'origine humaine. L'état écologique prend en compte la qualité de l'ensemble des compartiments suivants : eau, faune, flore, habitats et morphologie des cours d'eau.

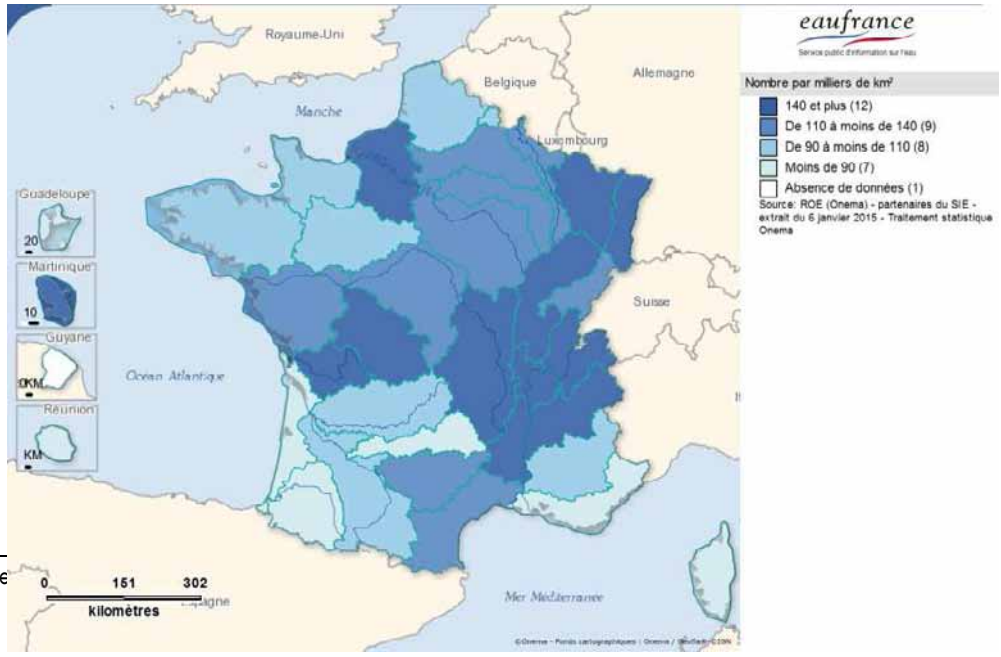
L'évaluation de 2009 est le dernier état rapporté à la commission. Elle indique un état des masses d'eau contrasté, avec seulement 41,5 % des en bon ou très bon état écologique et 40 % dans un état moyen, sachant que le niveau de confiance de cette évaluation est « faible » pour les deux tiers d'entre elles. Les données pour l'année 2013 publiées au sein du rapport du parlement sur les continuités écologiques aquatiques publié en janvier 201637 montrent que seulement 43,4% des 11 435 masses d'eau de surface (cours d'eau, plans d'eau, eaux de transition, eaux côtières) en France sont en très bon état ou bon état écologique, et 41.5% sont en état écologique moyen. La situation est cependant très différente selon la zone géographique considérée : les têtes de bassin sont plus préservées, principalement dans les zones de montagne, tandis que le reste du territoire est plus dégradé, notamment dans les grandes plaines de culture.

Les obstacles à la continuité écologique

Parmi les facteurs qui perturbent l'écologie des cours d'eau, les obstacles ont un rôle non négligeable. Ils modifient les conditions hydrologiques, physico-chimiques et morphologiques, ce qui nuit à la continuité écologique des cours d'eau (modification de l'écoulement et du régime hydrologique, modifications du transit sédimentaire) et aux milieux aquatiques (appauvrissement de la biodiversité, limitation de la mobilité des espèces, développement d'espèces invasives, etc.). Au sens de l'article R. 214-1 du code de l'environnement « la continuité écologique des cours d'eau se définit par la libre circulation des espèces biologiques et par le bon déroulement du transport naturel des sédiments ».

En mai 2014, 76 292 obstacles ont été recensés par l'ONEMA sur les cours d'eau métropolitains, ce qui correspond en moyenne à un ouvrage tous les cinq kilomètres. Seuls 31 % d'entre eux ont un usage identifié. 13 % n'ont aucun usage avéré et la situation est inconnue pour plus de la moitié des obstacles (53 %). Les usages sont variés : hydroélectricité, irrigation, loisirs, aquaculture, mise en sécurité des berges, etc. Parmi ces obstacles, il y a environ 550 grands barrages d'une hauteur supérieure à 15 mètres, d'un stockage supérieur à 3 millions de m³ ou d'une puissance supérieure à 12 000 kW) et 3 000 ouvrages hydroélectriques. L'hydroélectricité est ainsi l'un des principaux facteurs de discontinuité écologique en France.

Le plan national de restauration de la continuité écologique des cours d'eau, mis en place en 2009, préconise des mesures visant en priorité le maintien des ouvrages qui présentent un usage identifié, et suggère l'effacement des ouvrages abandonnés ou sans usages. D'autres solutions peuvent être mises en place, comme le maintien des vannes ouvertes pour permettre une libre circulation des eaux, mais cela ne garantit pas la migration des espèces amphihalines (le franchissement de ces obstacles reste souvent difficile par exemple par le Saumon lorsqu'il remonte les cours d'eau



[37] Rapport de

Figure 33 : densité d'obstacle à l'écoulement en France par sous-unité DCE en 2015

Source : Eaufrance d'après le Recensement des Obstacles à l'Ecoulement (ROE) de l'ONEMA

pour se reproduire, ou par l'Anguille qui cherche à gagner ses zones de grossissement). L'installation de « passes à poissons » peut alors faciliter le passage d'une partie des individus. Les connaissances actuelles identifient seulement 2 601 obstacles aménagés avec ce type d'installations (4 % de l'ensemble des obstacles recensés).

Des eaux souterraines majoritairement en bon état

Les eaux souterraines sont globalement de meilleure qualité que les eaux superficielles du fait de la barrière de protection naturelle que constituent le sol et le sous-sol. Ainsi, 66,9 % des masses d'eau souterraines françaises (DOM compris) disposaient d'un bon état chimique en 2013, contre 33,1 % de masses d'eau avec un état chimique mauvais.

Néanmoins, une contamination de certaines nappes phréatiques est observée, liée aux pollutions diffuses agricoles principalement (pesticides et nitrates) et pollutions industrielles (solvants chlorés en particulier). La particularité de ces contaminations repose sur leur inertie : la plupart des contaminants aujourd'hui observés dans les nappes françaises proviennent de pratiques anciennes et révolues. Cette inertie explique la présence de substances phytosanitaires désormais interdites (ou de leurs résidus) ou encore l'augmentation des teneurs en nitrates entre 1996 et 2004 (alors que celles des cours d'eau se stabilisaient dans le même temps).

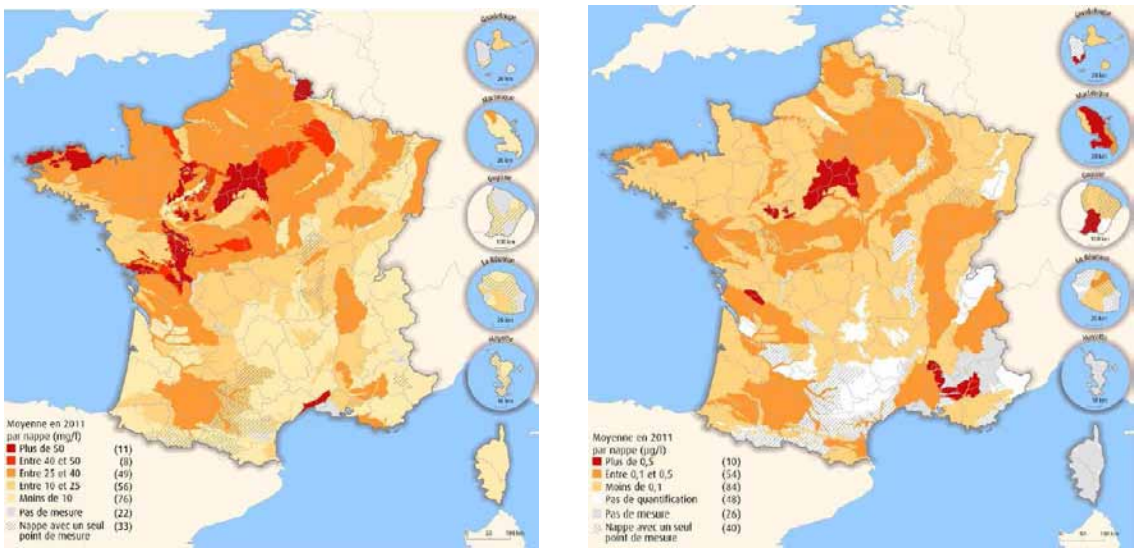


Figure 34 : Concentration moyenne dans les eaux souterraines en 2011 en nitrates (à gauche) et en pesticides (à droite)

Source : Note de synthèse sur l'eau - Qualité et ressource ; SOeS 2013

Un bon état global des eaux littorales

Plus de 80 % de la pollution des mers provient de la terre via les fleuves ou par déversement à partir des zones côtières. Ces pollutions sont ensuite diffusées ou concentrées selon les vents, les courants marins ou encore les mélanges verticaux. Leurs conséquences varient selon leur nature : les écosystèmes sont étouffés par les matières en suspension, les algues prolifèrent sous l'effet de l'apport de nutriments (nitrates, phosphates…), les espèces animales sont menacées par l'ingestion de macro-déchets (sacs plastiques par exemple) ou de micropolluants.

Les eaux littorales sont globalement en meilleur état que les eaux continentales superficielles, puisque près de deux tiers des masses d'eau côtières étaient en 2013 dans un bon ou très bon état écologique et les trois quarts présentaient un bon état chimique (toutes les masses d'eau côtières n'ont toutefois pu être évaluées). L'état des masses d'eau côtières était moins bon au niveau des zones de transition (estuaires), et des littoraux de la Méditerranée (lagunes), de la Mer du Nord (phytoplancton) ou de la Manche orientale (algues vertes).

Des eaux marines sujettes à de nombreuses pressions

Les états des lieux des quatre Plans d'Action pour le Milieu Marin (PAMM) fournissent une lecture des enjeux relatifs à la qualité physico-chimique et biologique des eaux marines métropolitaines. Ces éléments sont résumés ci-après et illustrent certains éléments à prendre en considération dans le cadre du développement des énergies renouvelables en mer.

Golfe de Gascogne

Le golfe de Gascogne se caractérise par un vaste plateau continental et par une large exposition aux fortes houles hivernales de l'océan Atlantique. Cette exposition entraîne de nombreuses conséquences sur les caractéristiques physiques de la sous-région : vents forts soufflant du sud-ouest vers le nord-ouest, les courants violent dans certaines zones côtières et fortes houles. De plus les débits fluviaux y entrant sont importants et ont des conséquences sur les caractéristiques chimiques et biologiques du milieu.

Les principaux enjeux liés aux caractéristiques chimiques sont l'augmentation de la turbidité due aux courants marins et l'acidification liée à des remontées d'eaux profondes et aux importants apports fluviaux de la Loire et de la Garonne. Les principales pressions biologiques sont liées aux pressions physico-chimiques telles que l'enrichissement excessif en nutriments et en matière organique qui ont un impact négatif significatif sur le plancton et sur la flore aquatique. De plus

la sous-région est particulièrement touchée par l'extraction d'espèces qui impacte les poissons, céphalopodes, crustacés et coquillages exploités. Cette extraction touche négativement l'ensemble des espèces présentes excepté le plancton.

Manche

La Manche est une mer peu profonde qui présente des eaux très mélangées en raison de l'action des vents selon deux directions dominantes, sud-ouest et nord-est, et des courants marins qui vont globalement de l'Atlantique vers la mer du Nord. Les principaux apports proviennent de la Seine dont le débit est resté globalement stable ces deux dernières décennies. La sous-région marine présente un certain nombre de zones côtières à problèmes potentiels. Dans la baie de Seine, des concentrations significatives en PCB et cadmium ont été relevées dans des mollusques bivalves, elles sont dues à des pollutions historiques. Cette contamination impacte négativement les espèces de la sous-région telles que les mammifères et oiseaux marins. Certaines activités anthropiques telles que le dragage et l'extraction de matériaux siliceux et calcaires causent des dommages physiques (abrasion et extraction de matériaux) qui impactent fortement l'habitat marin.

Interface entre l'Atlantique et la mer du Nord, la Manche est une voie de migration pour les poissons, les oiseaux et les mammifères marins. Elle abrite également de nombreuses zones d'alimentation, de frayères et de nourriceries, ce qui en fait un secteur très important en terme de biodiversité. Cependant l'enrichissement excessif en nutriment et matière organique impact négativement le plancton et la flore aquatique.

Manche ouest - Mers celtiques

La zone est particulièrement exposée avec des vents soutenus soufflant du sud-ouest au nord-ouest et une houle relativement élevée. La remise en suspension des particules dans l'eau est donc importante. L'absence de grands fleuves dans cette sous-région marine limite la turbidité des eaux à l'exception des baies abritées propices à l'accumulation de sédiments fins et à une remise en suspension. Aucune zone sensible n'a été identifiée pour cette sous-région concernant les grands poissons pélagiques. Le milieu est globalement assez peu impacté par les activités anthropiques. Néanmoins les dommages physiques impactent l'habitat et l'extraction d'espèce impacte en particulier les poissons et céphalopodes, mais également les mammifères, oiseaux, reptiles marins ainsi que l'habitat.

Méditerranée

La Méditerranée se caractérise par un bassin de faible taille, avec un relief moyen (iles, montagnes) impactant les caractéristiques physiques, en particulier la faible houle, ainsi que le mistral et la tramontane qui représentent les directions des vents moyens les plus fréquents mais d'autres vent locaux existent. L'impact anthropologique est particulièrement fort dans cette sous-région. Les petits fonds côtiers présentent une biocénose riche qui est fortement impactée par l'artificialisation du littoral et les activités humaines telles que les grandes agglomérations, des complexes industriels et portuaires et de quelques villes littorales. L'introduction d'espèces non indigènes peut avoir un impact significatif sur la biodiversité méditerranéenne et dont les principales sources d'introduction identifiées sont notamment le transport maritime (eaux de ballast, coques). Le Rhône et les cours d'eau côtiers constituent la principale source d'apports polluants à l'origine d'une contamination de la chaîne trophique qui impacte particulièrement les mammifères ainsi que la flore aquatique.

Les usages de la ressource en eau

Etat des lieux des prélèvements d'eau

En 2011, 28,3 milliards de m³ d'eau douce ont été prélevés en France métropolitaine pour satisfaire les principaux usages. La répartition des volumes prélevés est très variable selon les usages.

- **La production d'énergie** est de loin le secteur qui utilise les plus grandes quantités d'eau. En 2011, 60 % des volumes sont prélevés pour le refroidissement des centrales de production d'électricité (nucléaire ou thermique). Mais la plus grande partie de cette eau prise en rivière, y est restituée après utilisation (restitution estimée à 93 %).
- Les prélèvements pour **l'irrigation** des cultures ne représentent que 11 % des volumes d'eau prélevés dans l'Hexagone, mais la part restituée aux milieux aquatiques est, proportionnellement, la plus faible de tous les usages. L'impact des prélèvements d'irrigation est d'autant plus important qu'ils ont lieu pour l'essentiel entre avril et septembre, au moment où le niveau des cours d'eau est le plus bas.
- Les prélèvements pour la **production d'eau potable** s'élèvent à 19 % du total des volumes prélevés. Ils alimentent les réseaux publics d'adduction en eau potable auxquels sont raccordés les ménages mais également des artisans, des industriels, des agriculteurs, et l'essentiel du secteur tertiaire.
- **Les industries et autres usages économiques** prélèvent en propre, chaque année, 9 à 10 % des volumes totaux. Cette rubrique englobe les industries manufacturières et extractives, mais également certaines administrations (notamment l'armée), des activités du secteur tertiaire (bases de loisirs, golfs, stades, station de sport d'hiver (canon à neige)...).

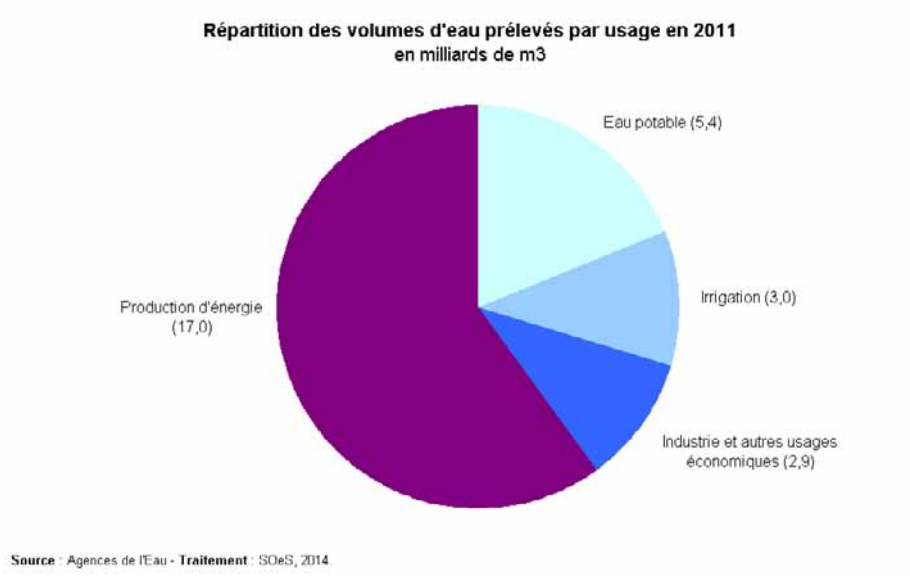


Figure 16 : Répartition des volumes d'eau prélevés en 2011 par usage (en milliards de m^3)

Source : Note de synthèse sur l'eau - Qualité et ressource ; SOeS 2013

L'eau, source d'énergie

L'énergie hydraulique

L'énergie hydraulique est l'énergie fournie par le mouvement de l'eau, sous toutes ses formes : chute, cours d'eau, courant marin, marée, vagues. Les diverses formes de production d'électricité à partir de l'énergie hydraulique sont les suivantes :

- une centrale hydroélectrique utilise l'énergie de la hauteur de chute et du débit d'un cours d'eau,
- une centrale marémotrice utilise l'énergie des marées,
- une hydrolienne utilise celle des courants marins,
- l'énergie houlomotrice, utilisant la puissance des vagues, peut également être exploitée.

En France métropolitaine, l'hydroélectricité représente environ 12 % de la production électrique : c'est la deuxième forme de production d'électricité derrière l'industrie nucléaire, et la première source d'électricité d'origine renouvelable en France. Plus de 3 000 installations permettent cette production. Elle présente deux atouts majeurs. En premier lieu, elle est l'une des sources d'énergie les moins polluantes. En effet, elle n'est ni productrice de déchet, ni émettrice de gaz à effet de serre. En second lieu, elle permet de résoudre le problème lié au caractère non stockable de l'énergie. L'eau, conservée dans des retenues artificielles, peut être utilisée quand le besoin s'en fait ressentir. Cette capacité de modulation de puissance envoyée sur le réseau électrique fait de l'hydroélectricité une source d'énergie décisive permettant de répondre aux besoins des Français dans les périodes de pointe de consommation. Cependant, elle n'est pas sans conséquences sur le milieu aquatique :

- En segmentant les cours d'eau, les barrages peuvent constituer des obstacles pour les poissons migrateurs qui ont besoin de remonter les cours d'eau pour se reproduire,
- Les barrages peuvent également représenter des obstacles au transport des sédiments du cours d'eau,
- Du fait du ralentissement de la vitesse d'écoulement, les eaux stagnent et se réchauffent, favorisant le développement des bactéries et algues et la réduction de l'oxygénation.

Face à cette situation, il convient également de tenir compte des modifications d'habitats aquatiques et alluviaux en amont et en aval des barrages. Les retenues sont des zones à très faible courant et forte profondeur situées sur des portions parfois importantes du linéaire de cours d'eau, caractérisées par une vitesse d'écoulement élevée et une profondeur plus faible. Il en résulte une modification importante des habitats, notamment pour les salmonidés. Les modifications des débits liés à la gestion de ces infrastructures influent également sur la capacité d'accueil biologique du milieu à l'aval.

L'utilisation d'eau pour la production de biocarburants

La production de biocarburants peut conduire à des pressions sur la ressource en eau, tant qualitatives que quantitatives. Une étude du CLIP menée en partenariat avec l'IDDRI et l'IFPEN[38] datant de 2009 a permis d'établir des premières conclusions quant à l'impact des cultures énergétiques sur la ressource en eau. L'étude évalue les impacts potentiels sur l'eau de différents scénarios de développement des biocarburants en France à l'horizon 2030. Les pressions considérées concernent la quantité (prélèvements, déficit hydrique estival) et la qualité (fuites d'azote et concentrations en nitrates, pollution aux pesticides).

[38] Source : CLIP, septembre 2009, impacts sur l'eau du développement des biocarburants en France à l'horizon 2030

Cette première étude montre que les cultures énergétiques apparaissent globalement moins impactantes que les cultures conventionnelles (colza, tournesol, blé, betterave, maïs), notamment sur les paramètres qualitatifs. La mise en place de critères environnementaux sur l'eau apparait essentielle : les résultats observés dépendent grandement des modes de conduite (mode intensif, ou au contraire mode de conduite privilégiant la protection de l'environnement).

Tendances et évolutions prévisibles

Une amélioration de la qualité des masses d'eau nécessitant d'être accentuée et poursuivie

D'un point de vue qualitatif, si la qualité des masses d'eau est contrastée et les objectifs de la directive cadre sur l'eau ne seront pas atteints en 2015, une évolution du cadre législatif pourrait améliorer cette tendance. Ainsi, les SDAGE ont été récemment révisés et devraient permettre de réorienter les efforts conformément aux recommandations issues de leur évaluation à mi-parcours par le CGEDD, afin d'atteindre le bon état des masses d'eau souhaité.

Vers une baisse des consommations, malgré un maintien des difficultés de gestion de la ressource

Depuis plusieurs années, la tendance est à la réduction des consommations d'eau, du fait de raisons multiples : un prix de l'eau qui augmente et qui incite les gros consommateurs à réaliser des économies d'eau, l'installation d'appareils qui consomment moins d'eau, une meilleure sensibilisation à l'économie d'eau, etc. Cette tendance devrait se poursuivre dans les années à venir, puisque dans le cadre du plan national d'adaptation au changement climatique, le principal engagement est la réduction d'ici 2020 de 20 % de la consommation d'eau au niveau national. Cette mesure de réduction semble nécessaire pour s'adapter aux variations climatiques à venir qui pourraient raréfier la ressource en eau dans certaines régions en tension.

Depuis 2005, les prélèvements totaux de ressources en eau sont en constante diminution. Ceci est dû principalement aux baisses de prélèvements dans le secteur de l'énergie, alors que les prélèvements des autres secteurs restent stables. (Note : La baisse brutale des prélèvements pour l'irrigation observée en 2008 est due à un changement de mode de calcul et pas à une évolution des prélèvements réels).

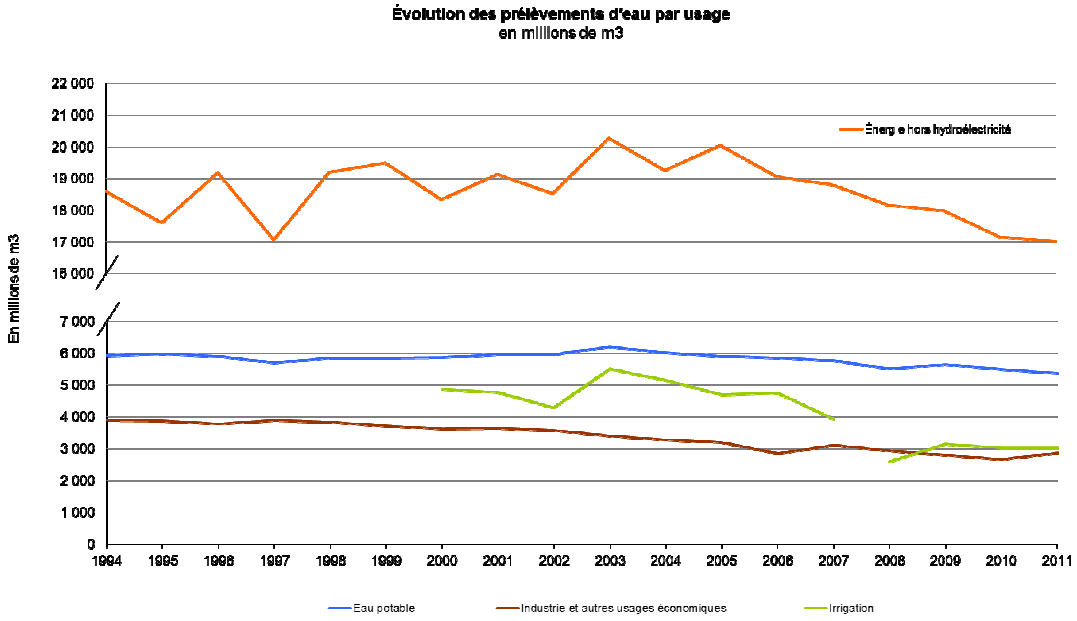


Figure 36 : Evolution des prélèvements d'eau en France par type d'usage

Source : L'environnement en France – Edition 2014 - ADEME

Toutefois d'après le scénario tendanciel concernant les usages de l'eau élaboré dans le cadre du travail prospectif mené par le CGDD (Aqua 2030), l'approche des problématiques liées à l'eau semble destinée à se maintenir à son mode d'organisation actuel, favorisant une approche institutionnelle plutôt qu'une prise en main volontariste de ces sujets par les acteurs économiques. Les préoccupations environnementales se font de plus en plus présentes dans le débat public, mais la capacité des acteurs économiques à prendre en main ces problématiques entre en compétition avec des préoccupations socioéconomiques pressantes. Les grandes tendances devraient donc se poursuivre, et la priorité sera donnée aux mesures d'urgence. Cette approche ne permettra donc pas d'améliorer significativement les infrastructures de gestion de l'eau, et si des améliorations sont attendues en termes de consommation d'eau, elles ne se répercuteront pas nécessairement sur les prélèvements. Ainsi, des problèmes systémiques pourraient freiner l'amélioration de la gestion des ressources en eau en métropole.

Ressource en eau : synthèse et tendances

La qualité des masses d'eau s'est globalement améliorée en France au cours des dernières décennies. La pollution aux nitrates des cours d'eau pose particulièrement problème, se caractérisant par une tendance d'évolution stable. Ces tendances ne permettent cependant pas l'atteinte des objectifs de bon état initialement fixés par la directive cadre sur l'eau. Des efforts sont ainsi nécessaires pour poursuivre et accentuer l'amélioration de la qualité des eaux, ce à quoi la révision des SDAGE devrait permettre de contribuer.

La quantité d'eau prélevée et consommée s'inscrit également dans une tendance à la baisse, qui devrait se poursuivre dans les années à venir. Cependant, les évolutions climatiques prévisibles pourraient être sources de conflits sur la gestion de la ressource en eau et alertent sur une possible hausse des prélèvements en eau à moyen et long terme.

Sources :

- Etat de l'environnement en France en 2014
- Rapport de la mission d'information parlementaire sur les continuités écologiques aquatiques, 20 janvier 2016
- CGDD, aout 2013, Eau, milieux aquatiques et territoires durables 2030 (Aqua 2030)
- CGDD, juillet 2013, Note de synthèse sur l'eau - Qualité et ressource
- Etat des lieux des Plans d'Action pour le Milieu Marins (PAMM)
- Etat des lieux des Schémas Directeurs d'Aménagement et de Gestion des Eaux (SDAGE)

Qualité de l'air et santé humaine

Des pollutions atmosphériques aux effets néfastes sur la santé et les écosystèmes

La présence dans l'air de certains gaz et particules peut avoir des effets néfastes sur l'environnement (acidification des eaux et des sols, baisse des rendements agricoles, etc.) et sur la santé humaine (fatigue, nausées, irritation des yeux et de la peau, asthme, allergies, cancers, maladies cardio-vasculaires). Les principales substances faisant l'objet d'une surveillance sont :

- Les oxydes d'azote (ou NOx), qui participent à la formation d'Ozone et de particules, aux phénomènes d'eutrophisation des eaux de pluies acides, ou encore à l'irritation des voies respiratoires.
- Les particules, qui sont classées en fonction de leur taille (PM10 avec un diamètre inférieur à 10 µm, PM2,5 avec un diamètre inférieur à 2,5 µm, etc.), de laquelle dépend leur effet sur la santé[39], tant à court terme (inflammations respiratoires, troubles cardiaques, etc.) qu'à long terme (maladies respiratoires et cardio-vasculaires, cancers, etc.). Les particules ont par ailleurs un effet négatif sur le patrimoine urbain (noircissement, encroutement, etc.).
- Le dioxyde de soufre (SO_2) qui se trouve généralement combiné aux particules et qui contribue à l'irritation des systèmes respiratoires et oculaires, ainsi qu'à l'acidification et l'appauvrissement des milieux naturels (via sa transformation en acide sulfurique).
- Le monoxyde de carbone (CO) présente un effet néfaste sur la santé en se fixant à l'hémoglobine, ce qui peut provoquer des troubles et maladies des systèmes neurologiques et cardio-vasculaires. Le monoxyde de carbone est également à l'origine d'une acidification des milieux, ainsi que de la formation d'ozone.
- L'ozone (O_3) qui, par son pouvoir oxydant, est à l'origine d'inflammations des systèmes respiratoires (et à plus long terme de maladies respiratoires et cardio-vasculaires) et de baisse du rendement des cultures.
- Les composés organiques volatils (COV), et notamment le benzène (C_6H_6), sont générateurs d'effets néfastes pour la santé humaine (anémie, perte de lymphocytes, voire leucémie), et sont générateurs de polluants secondaires (ozone et particules fines notamment).
- Les métaux lourds (plomb, arsenic, cadmium, etc.) sont également présents dans l'air ambiant (sous forme de gaz ou de particules), et peuvent s'accumuler dans les organismes (directement, ou par passage préalable dans la chaîne alimentaire) et conduire à des maladies de différentes sortes (système nerveux, rénal, hépatique, respiratoire, etc.).
- Les hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP) sont des polluants organiques persistants dont les effets sur la santé sont multiples (effets sur la reproduction, effets cancérigènes, etc.).

Le coût de la pollution atmosphérique estimé à plus de 100 milliards d'euros par an

Le rapport d'évaluation du Sénat, intitulé « Pollution de l'air, le coût de l'inaction », publié le 9 juillet 2015, fait état du coût de la pollution de l'air en France, et souligne le double enjeu, sanitaire (avec des maux bien connus associés à la pollution), mais également économique de la pollution atmosphérique (coûts associés à ces nombreux maux : hospitalisation, indemnités journalières, pensions d'invalidité, absentéisme, perte de productivité, etc.). La pollution de l'air en France coûterait chaque année 101,3 milliards d'euros, soit deux fois plus que le tabac (47 milliards d'euros). Les particules fines et l'ozone, deux des principaux polluants atmosphériques, sont à l'origine de 42 000 à 45 000 décès prématurés par an en France.

De multiples facteurs de pollution

L'origine de ces substances présentes dans l'air extérieur peut être naturelle (éruptions volcaniques, décomposition de matières organiques, incendies de forêts, etc.), mais également liée à des activités humaines (production industrielle, transport agriculture, chauffage résidentiel, etc.). Les conditions météorologiques affectent directement la qualité de l'air extérieur en dispersant ou en concentrant les polluants, ce qui peut être à l'origine d'épisodes temporaires de forte pollution.
En ce qui concerne la pollution d'origine anthropique, les inventaires nationaux établis par le Citepa montrent que tous les secteurs d'activité sont concernés mais que les plus directement émetteurs de polluants atmosphériques sont les suivants :

- **le secteur des transports** représente 16 % des émissions nationales de particules fines PM10, 19 % des émissions de particules PM2,5 et 59 % des émissions d'oxydes d'azote NOx, avec toutefois de grandes disparités en fonction des territoires, puisque les émissions des transports représentent par exemple 30 % des émissions de PM2,5 en région Ile-de-France et 58 % dans Paris ;
- **le secteur résidentiel tertiaire** représente 33 % des émissions de PM10 et 48 % des émissions de PM2,5 (pour 90 % dû à la combustion de bois) ;

[39] Le projet européen Aphekom (coordonné par l'INVS) a montré que le dépassement de la valeur de l'OMS pour les particules fines (PM2,5) était à l'origine d'une perte d'espérance de vie de 5,8 mois à Paris, 7,5 mois à Marseille et 5 mois à Bordeaux.

- **le secteur de l'industrie** représente 84 % des émissions de SO_2, 41 % pour les COVNM, 31 % pour les PM10, 23 % pour les PM2,5, 21 % pour les NOx et 2 % pour les NH_3[40] ;
- **Le secteur de la transformation d'énergie** représente quant à lui 44% des émissions de SO_2, 5% des émissions de NOx et 7% des émissions de COVNM[41]. Les graphiques ci-dessous illustrent l'évolution des émissions de polluants issues du secteur de la transformation d'énergie entre 2000 et 2013. Globalement, ces émissions sont en forte baisse depuis 2000 (-60% pour le SO_2, -54% pour les NOx, -49% pour les COVNM).

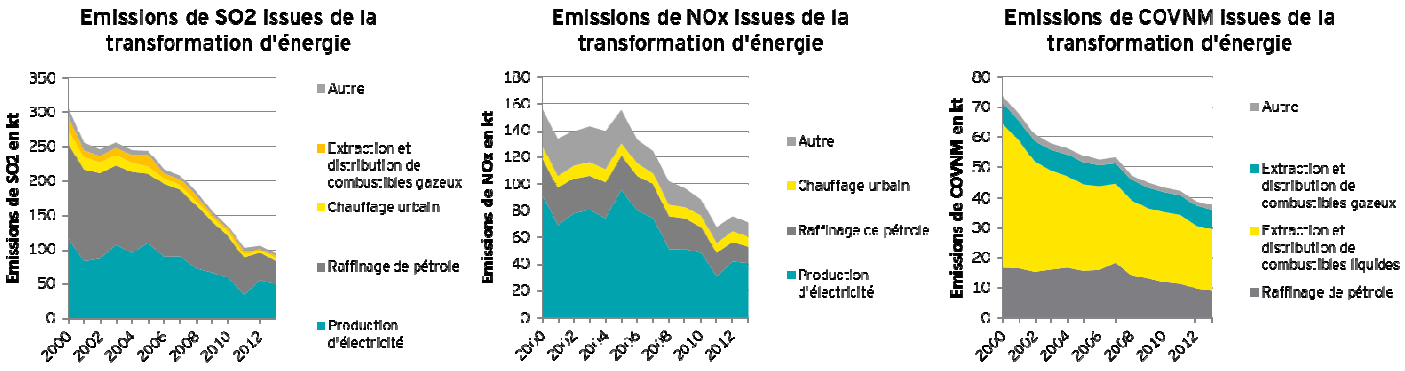


Figure 37 : évolution des émissions des principaux polluants atmosphériques (SO_2, NOx, COVNM) issus du secteur de la transformation d'énergie entre 2000 et 2013

Source : d'après CITEPA – rapport SECTEN avril 2015

La qualité de l'air intérieur, un enjeu à surveiller de près dans le cadre de la transition énergétique

Une majeure partie de ces polluants se retrouve également dans les logements, les transports, les bureaux, les écoles ou crèches, etc. La qualité de l'air intérieur n'est pas uniquement liée à la présence de tels polluants chimiques, mais également à celle des composants physiques (amiante, radon) ou organiques (moisissures, champignons, etc.). Ils sont dus aux matériaux utilisés (construction, mobilier), aux activités humaines (bricolage, tabagisme, cosmétique), à la présence d'animaux ou encore à la présence d'appareils de combustion peu performants du point de vue environnemental.

Le renforcement des performances thermiques des bâtiments peut avoir une influence sur la qualité de l'air, avec de potentiels effets négatifs liés à une diminution de la ventilation, pouvant conduire à une hausse de la concentration en certains polluants tels que les composés organiques volatils, ou le radon. Les solutions de ventilation spécifiques avec récupération de chaleur constituent des systèmes à privilégier dans le cadre de l'amélioration des performances thermiques des bâtiments, puisqu'elles permettent de combiner les effets bénéfiques en matière d'isolation au maintien d'un niveau de ventilation adéquat.

Le rôle du secteur des transports dans la pollution atmosphérique

Le secteur des transports est un des principaux contributeurs à la pollution atmosphérique en France et représente 16 % des émissions nationales de particules fines PM10, 19 % des émissions de particules PM2,5 et 59 % des émissions d'oxydes d'azote NOx, avec toutefois de grandes disparités en fonction des territoires, puisque les émissions des transports représentent par exemple 30 % des émissions de PM2,5 en région Ile-de-France et 58 % dans Paris. Les enjeux sont donc particulièrement forts dans les zones urbaines et périurbaines, qui connaissent des dépassements récurrents des seuils de pollution de l'air relatifs aux principaux polluants admis par l'Europe. La densité de flux de transports contribue notamment à ces plus fortes concentrations et phénomènes de pics de pollution, qui posent un réel enjeu de santé publique au sein des grandes agglomérations urbaines.

Il est à noter que, selon l'Observatoire de la qualité de l'air en Ile-de-France[42], 41% des émissions de particules fines PM10 émises par le trafic routier sont dues à l'abrasion des routes, des pneus et des plaquettes de freins, sans compter la remise en suspension dans l'air de particule, du fait du passage des véhicules.

Des enjeux de pollution particulièrement forts dans les zones urbaines et périurbaines

Les grandes zones urbaines du territoire métropolitain connaissent des dépassements récurrents des seuils de pollution de l'air relatifs aux principaux polluants admis par l'Europe. De même, la concentration moyenne en polluants est plus élevée dans les zones urbaines, en particulier en ce qui concerne les NOx, SOx ou particules. La carte ci-dessous montre la répartition spatiale des concentrations en NO_2 en 2013 :

[40] En 2012, d'après les données du Citepa publiées par le ministère chargé de l'écologie, du développement durable et de l'énergie.
[41] Source : rapport SECTEN du Citepa, avril 2015
42 Source : Inventaire régional des émissions en Ile-de-France, Airparif, 2014.

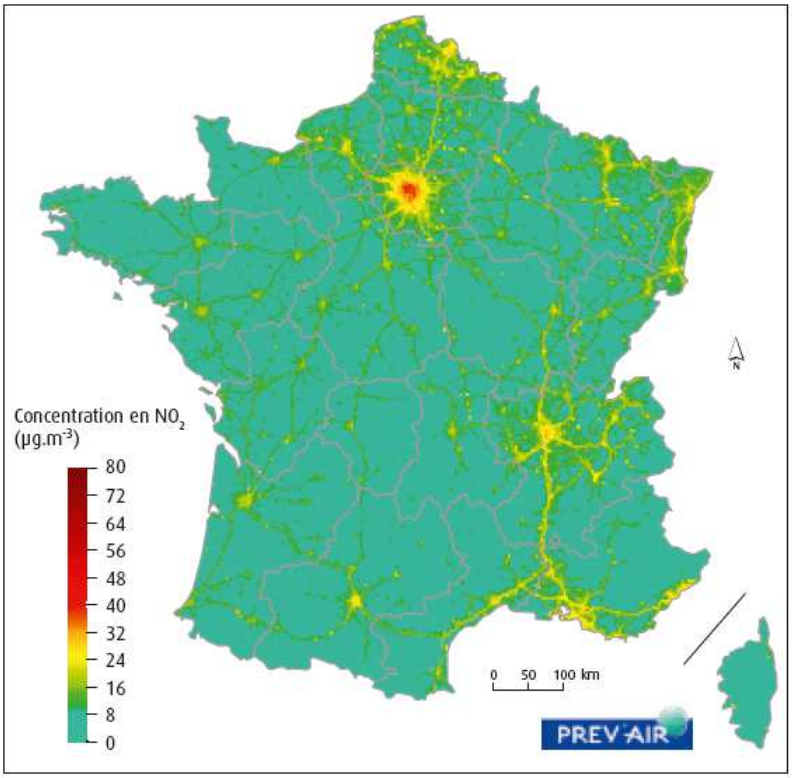


Figure 38 : Concentration annuelle moyenne en NO_2 en 2013

Source : CGDD, Bilan de la qualité de l'air en France en 2013

La concentration de la population et des activités dans ces espaces (activités industrielles énergivores, besoins de chauffage accrus, etc.) ainsi que la densité des flux de transport sont à l'origine de ces plus fortes concentrations et phénomènes de pics de pollution, posant un réel enjeu de santé publique au sein des grandes villes et à leurs alentours.

Des émissions globalement en baisse

Les différentes législations successivement mises en place ont permis de faire diminuer fortement la plupart des émissions de polluants atmosphériques :

- les émissions de SO_2 ont chuté (de 3 000 kt émises en 1973 à 200 kt en 2013) suite aux efforts en termes de réduction des consommations d'énergie fossile (programme électronucléaire, économies d'énergie, etc.) et à la limitation de la teneur en soufre des carburants et combustibles ;
- les émissions de NOx, principalement obtenues par combustion de ressources fossiles, ont été divisées par deux depuis 1980, en raison d'évolutions dans les secteurs de la production énergétique et du transport routier (amélioration des dispositifs de dépollution des moteurs thermiques des véhicules, renouvellement du parc de véhicules…) ;
- les émissions de COVNM (Composés Organiques Volatiles Non Méthaniques) sont quant à elles passées de 2 600 kt en 1990 à un peu plus de 600 kt en 2013 du fait des changements réglementaires mises en place dans le secteur des transports ;
- les émissions de particules (PM10 et PM2,5) ont été plus que divisées par deux entre 1990 et 2013, en raison des efforts produits en matière de chauffage résidentiel et d'émissions des véhicules notamment ;
- les émissions d'O_3 ayant pour origine une réaction photochimique de polluants primaires (tels que les NOx, les COV, le CO ou encore le CH_4), sont restées relativement stables et dépendent des conditions météorologiques (production plus importante en été) ;
- Les émissions de NH_3 précurseur de particules fines sont produite quasiment exclusivement par le secteur agricole. Ces émissions sont constante ou très légère diminution dans le temps.
- les émissions de CO sont intimement liées à la combustion incomplète de matières organiques (fioul, charbon, bois, carburants, etc.) et ont régulièrement baissé du fait d'un renforcement des normes environnementales imposées aux véhicules routiers (pot catalytique, seuils limites en terme d'émissions, etc.) ;
- les émissions de COV, principalement dues à la combustion de bois de chauffage et de carburants pour les transports, ont fortement diminué (- 63 % depuis 2000) depuis la mise en œuvre d'une directive européenne encadrant le taux de benzène dans l'essence ;

- les émissions de métaux lourds ont fortement diminué, en raison de l'adoption de nouvelles normes dans les secteurs des transports (essence sans plomb) et de l'industrie (installation de dépoussiéreurs, traitement des fumées, moindre consommation de fioul lourd) ;
- les émissions de HAP, principalement liées aux combustions de bois de chauffage et de carburant (et donc particulièrement importantes dans les vallées industrielles), ont diminué d'un tiers environ depuis 2000.

Aujourd'hui les principales actions en cours se concentrent sur l'usage énergétique du bois, notamment chez les particuliers[43], et sur le transport en zone urbaine (du fait de la diésélisation du parc de voitures en France).

Les objectifs d'amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments et la production décentralisée d'énergie (en particulier le bois-énergie) influencent la qualité de l'air intérieur des bâtiments en augmentant d'une part le confinement de l'air intérieur et en diversifiant d'autre part les sources de pollution.

Accidentologie liée aux transports

Les transports représentent une source importante d'accidents. En 2013, on recensait un total de 66 150 accidents liés aux transports, dont 87% étaient liés aux transports routiers[44] On recense 3 464 décès sur les routes de France métropolitaine en 2015[45].

Le risque d'accidents lié aux transports est également associé au transport de matières dangereuses, et implique des risques technologiques indirects liés au secteur des transports. Les chocs, explosions, écoulements sont autant de conséquence d'accidents de transport de matières dangereuses pouvant avoir une incidence dommageable sur l'environnement. Le transport routier est le plus exposé, car les causes d'accidents sont multiples: état du véhicule, faute de conduite du conducteur ou d'un tiers, météo, etc. En moyenne chaque année, cent à deux cents accidents en France impliquent un véhicule transportant des matières dangereuses. Dans un tiers des cas environ la matière dangereuse joue un rôle prépondérant. Le transport ferroviaire s'avère plus sécurisé (système contrôlé automatiquement, conducteurs asservis à un ensemble de contraintes, pas de risque supplémentaire dû au brouillard, au verglas, etc.). On dénombre cependant une centaine d'incidents environ chaque année en France, dont les origines sont liées au matériel ou à des erreurs humaines.

Perspectives d'évolution : une tendance d'amélioration à accentuer

Si la qualité de l'air tend à s'améliorer ces trois dernières années, la pollution atmosphérique reste une préoccupation majeure de santé au cœur du débat public. Ainsi, la LTECV (Loi de Transition Energétique pour la Croissance Verte) fixe des objectifs à atteindre au niveau national.

Prenant en compte la contribution du secteur des transports aux émissions de polluants atmosphériques (59% des émissions nationales d'oxydes d'azote (NO), 6 % des émissions nationales de particules PM10 et 19% des émissions nationales de particules fines PM2,5, la LTECV arrête des dispositions visant à modifier les habitudes et modes de circulation. En parallèle, le plan d'urgence pour la qualité de l'air, adopté en décembre 2013, prend des mesures pour encourager toutes les initiatives de préservation de l'atmosphère (covoiturage, promotion des transports en commun, aide au renouvellement du parc automobile…). Plusieurs objectifs sont fixés, entre autres :

- le renouvellement de la flotte des véhicules publics par des véhicules à faibles et très faibles émissions pour au moins 50% du parc concerné ;
- la mise en place facilitée de ZCR (zones de circulation restreinte) notamment dans le cadre des PPA (plan de protection de l'atmosphère) à venir afin de réduire les émissions d'oxydes d'azote et particules PM10 ; les PPA concernent aujourd'hui 47% de la population française, les zones prioritaires étant les agglomérations denses plus sensibles aux dégradations de la qualité de l'air ;
- une incitation financière à la conversion des véhicules les plus polluants via la mise en place d'un bonus voiture électrique et hybride à hauteur de 10 000€, la création d'un crédit d'impôt pour les sociétés mettant à disposition une flotte de vélos…

La LTECV renforce également les outils de planification territoriale en faveur de la qualité de l'air, notamment la création du plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques (PREPA), les PPA et l'ajout d'un volet « Air » aux plans climat énergie territoriaux (PCET) qui concerneront progressivement tous les établissements publics à fiscalité propre d'ici fin 2019, ceci afin de permettre un renforcement de la cohérence et du suivi des politiques publiques afin d'améliorer leur efficacité.

Toujours dans le cadre de la mise en application de LTECV, le projet « Villes Respirables dans 5 ans » fait naître des villes « laboratoires » pour la mise en place de mesures radicales pour la protection de la qualité de l'air. Les résultats seront observés à moyen et long terme et ce projet permettra d'envisager des solutions innovantes à l'échelle nationale.

D'autre part, depuis 2013, des actions réglementaires et fiscales sont mises en place ou renforcées pour encourager tous les secteurs de l'économie à diminuer toujours davantage leur part dans la pollution de l'atmosphère. Par exemple, dans l'industrie, la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP) a été modifiée en 2013 entre autre pour réduire les

[43] Les installations industrielles de productions d'énergie à partir de bois soumises à des valeurs limite d'émissions ne sont responsables que de 2% des émissions nationales de PM2,5 en 2011 contre 27% pour les installations domestiques et foyers ouverts.
44 Source : Chiffres clés du transport, Edition 2016, CGDD.
45 Source : Association Prévention Routière

seuils d'émissions au-delà des quels les industriels sont redevables (pour les poussières, les oxydes de soufre et les composés organiques volatiles) en les divisant par 10.

L'ensemble de ces avancées devrait pouvoir accompagner le maintien voire l'amélioration des tendances à la réduction des pollutions atmosphériques.

Qualité de l'air et santé humaine : synthèse et tendances

La pollution atmosphérique représente un enjeu de santé publique majeur à l'échelle du territoire métropolitain. Si les émissions de polluants sont globalement en baisse depuis plusieurs décennies, notamment en raison de la réduction des consommations d'énergie fossile, ainsi qu'en raison d'évolutions dans les secteurs de la production énergétique et du transport routier, les enjeux relatifs à la pollution atmosphérique revêtent des réalités différentes selon les territoires. Ainsi les enjeux de santé publique sont accrus dans les territoires urbains du fait de la concentration d'activités économiques et urbaines.

Les nouveaux outils de planification prévus par la LTECV en matière de protection de la qualité de l'air devraient contribuer à favoriser la poursuite des tendances globales d'amélioration de la qualité de l'air ; cependant l'ampleur des enjeux en matière de santé publique appelle une vigilance particulière dans le cadre de l'organisation du système énergétique (PPE) et des transports (SDMP).

Sources :

- Bilan de la qualité de l'air en France en 2013 ; SoeS (MEDDE)
- Etat de l'environnement en France en 2014 (MEDDE)
- rapport SECTEN du Citepa, avril 2015
- Observatoire de la qualité de l'air intérieur
- Sénat, juillet 2015, Rapport au nom de la commission d'enquête sur le coût économique et financier de la pollution de l'air
- Les avis de l'ADEME - Emissions de particules et de NOx par les véhicules routiers (juin 2014)

Ressources et déchets

La production de matières premières en France

Différentes ressources exploitées

La France est un pays leader dans la production de matières premières agricoles, notamment les céréales. Ainsi 66 Mt de céréales ont été produites en France en 2013, la plaçant dans les premiers rangs européens.

Cependant, la France importe aujourd'hui en grande partie les matières premières nécessaires à son économie, notamment le pétrole dont la variation des cours contribue pour beaucoup dans les évolutions de la balance commerciale française. On notera par exemple que les 8000 tonnes d'uranium nécessaires à la production de combustible nucléaires sont intégralement importées, depuis des mines australiennes, canadiennes et nigériennes entre autres. Le minerai est ensuite transformé en France.

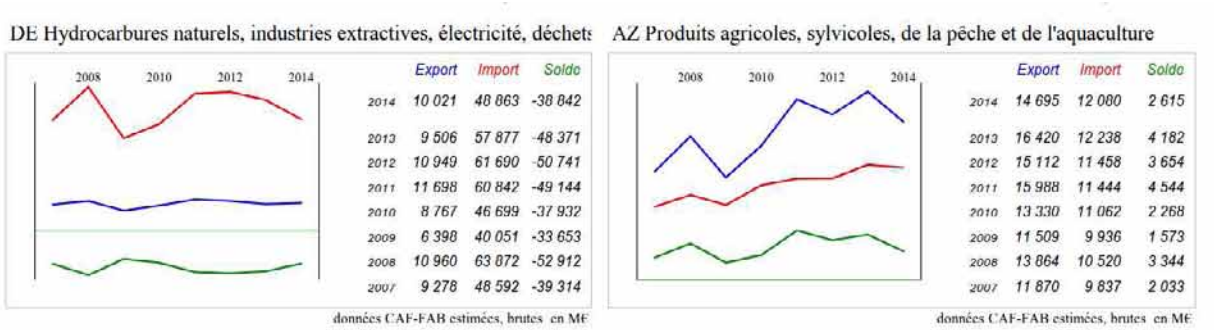


Figure 17 : Solde commercial français pour les principales matières premières

Source : Le chiffre du Commerce Extérieur, données de référence du commerce extérieur de la France, élaborées et publiées par la Direction générale des douanes et droits indirects

On constate globalement que les ventes de produits agricoles et pharmaceutiques, moteurs de la croissance en 2013, se contractent. Parallèlement, les importations se replient (-1,3 %, après -2,3 % en 2013), du fait essentiellement de la baisse des achats énergétiques liée à la chute des prix du pétrole et des quantités importées. En définitive, l'allègement de la facture énergétique de 10,9 milliards permet une amélioration du solde commercial FAB/FAB qui passe de -60,8 milliards à -53,8 milliards en 2014 (Direction générale des douanes et droits indirects, 2014).

En ce qui concerne la ressource en bois, la part de bois exporté est en hausse, avec un solde commercial positif pour la filière depuis 2009. Par ailleurs, le pourcentage de bois exporté sous forme de grumes, notamment vers la Chine, augmente. En 2013, pour un volume de 35,9 milliers de m³ ronds sur écorce, 51% du bois commercialisé (en France ou à l'étranger) était du bois d'œuvre, 29% du bois d'industrie et 20% était du bois énergie.[46]

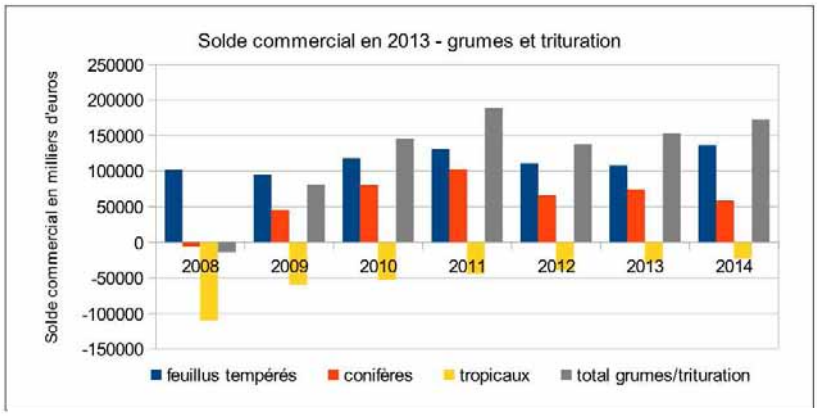


Figure 40 : Solde commercial français pour la ressource en bois

Source : SSP 2014

Le recyclage des matières premières : une source de production importante en France

La production de matières premières recyclées (MPR) progresse régulièrement en France depuis 1999 avec une croissance moyenne de près de 8% par an. Malgré la crise de 2009, l'activité a vite repris et en 2011, elle a de nouveau atteint 7,8% de croissance pour un total de 44,3 millions de tonnes de MPR (Federec, 2012).

[46] Sources : Rapport sur le Marché du Bois en France, publié à l'occasion de la 72ème session de la Commission Economique pour l'Europe des Nations Unies, Octobre 2014. Rapport sur les exportations de grumes et le déséquilibre de la balance commerciale de la filière forêt-bois française, adressée par C. Franqueville, député des Vosges, au Premier Ministre M. Valls, Juillet 2015. Revue Agreste Primeur n°320, « Récolte de bois et production de sciages en 2013 », Décembre 2014.

La France porte notamment ses efforts sur le recyclage de métaux pour assurer une production dans un domaine où elle est insuffisamment dotée. Ainsi 2 Mt de métaux non-ferreux ont été recyclées en 2011 et 16Mt de ferrailles produites en 2012 dont 12,5Mt à destination des industries sidérurgiques françaises (chiffres Federec, 2012).

On notera en particulier le cycle de retraitement des combustibles irradiés issus des réacteurs nucléaires à La Hague. À la sortie du réacteur, un combustible nucléaire usé contient environ 96 % de matières énergétiques à retraiter partiellement (95 % d'uranium et 1 % de plutonium) polluées par 4 % d'actinides et de déchets à haute activité et à vie longue. Ainsi, en 2012, environ 11 tonnes de plutonium et 1100 tonnes d'uranium ont pu être recyclées, les capacités de l'installation de La Hague n'étant utilisées qu'à hauteur de 65%.

L'utilisation de matières premières pour la production d'énergies

La production d'énergie est consommatrice à la fois de matières premières et d'énergie primaire (renouvelable ou non). Une étude du Programme des Nations-Unies pour l'environnement (PNUE)[47] montre que si les sources de production d'électricité à partir énergies renouvelables sont évidemment moins consommatrices en énergie primaire non renouvelable, elles peuvent en revanche s'avérer plus gourmandes en matériaux que les moyens de production à base d'énergies fossiles. L'impact du recours aux énergies renouvelables inclut donc leur emprise au sol et leur consommation en ressources potentiellement rares comme les métaux nécessaires pour les panneaux solaires ou les éoliennes.

La figure ci-dessous illustre, pour différents types d'énergies, les besoins en matières premières associés.

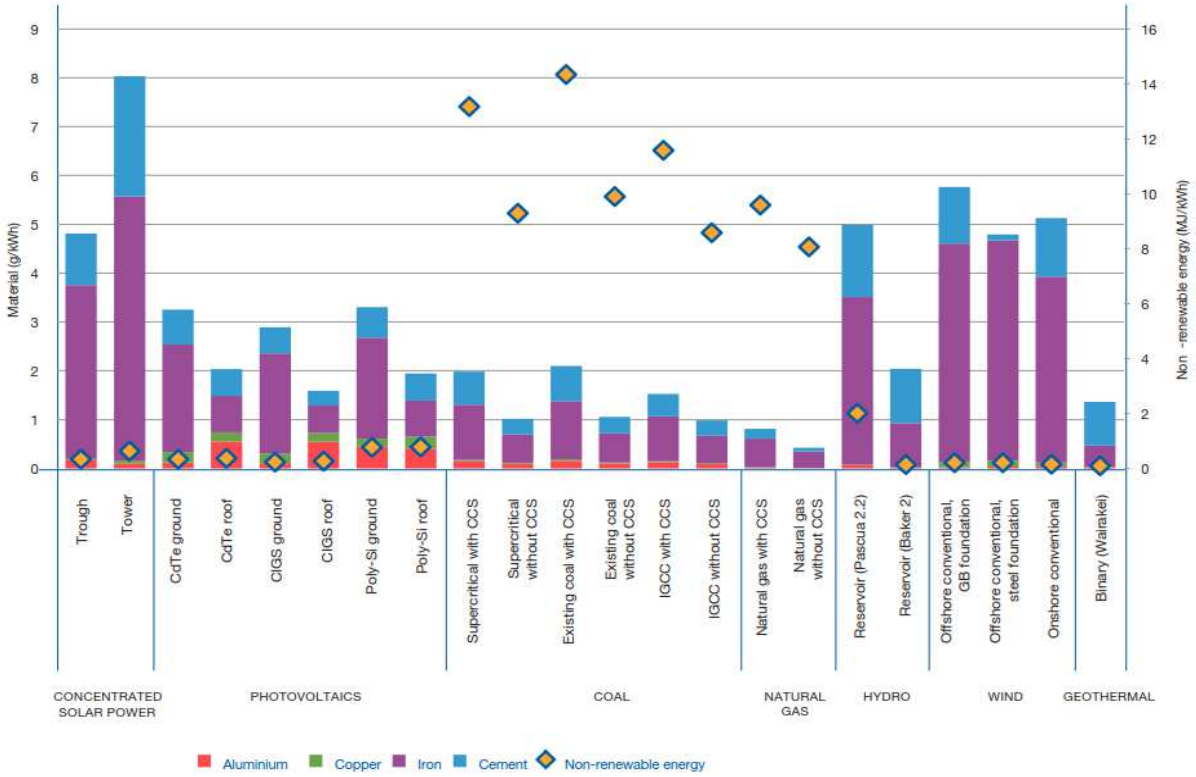


Figure 41 : Quantité de matières premières et d'énergies non renouvelables consommée pour la production d'un kWh d'électricité suivant la technologie utilisée.

Source : UNEP – Green Energy Choices, 2015

La rareté des différents éléments consommés doit être prise en considération. Une infographie publiée en 2015[48] montre la date d'épuisement des ressources dans l'hypothèse d'une poursuite du rythme actuel d'utilisation de ces dernières, et est reprise dans le graphique ci-dessous. Parmi les ressources subissant la pression la plus importante, comparativement à leur disponibilité, le cuivre, le silicium et le fer pourraient être épuisés avant 2070, et sont particulièrement utilisés par les filières renouvelables.

[47] PNUE - Green Energy Choices, 2015
[48] http://images.zeit.de/wissen/2015-06/ressourcen-rohstoffe.pdf

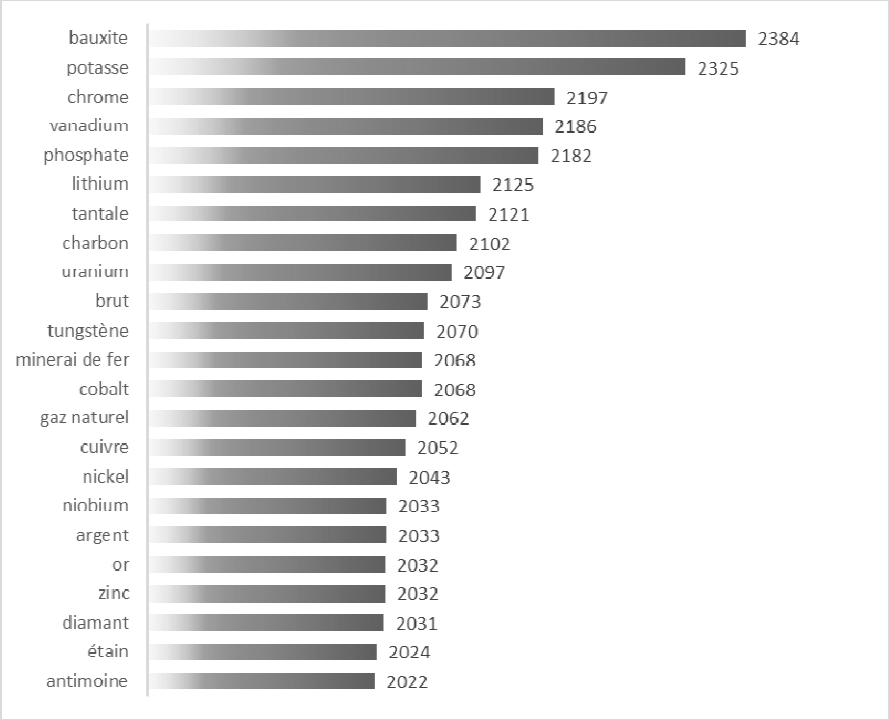


Figure 42 : Date d'épuisement des différentes ressources dans l'hypothèse du maintien du rythme mondial actuel de consommation

Source : EY d'après Die Zeit et Bain & Co.; BP; British Geological Survey; Club of Rome; U. S. Geological Survey; eigene Berechnungen

La figure 43 montre que les technologies utilisant le plus de ressources métalliques sont le solaire PV et l'éolien, alors que les combustibles fossiles et l'hydroélectricité nécessitent moins de métal par unité d'électricité produite. Une première raison est la différence de durée de vie: les courtes durées de vie correspondent à un cycle de vie utilisant plus de métal par unité produite. Une deuxième raison est l'utilisation intensive du cuivre, de l'étain, du manganèse concentré et de terres rares dans les technologies photovoltaïques et éoliennes. Pour l'éolien, l'utilisation d'aimants permanents à base de terres rares augmente l'impact sur l'épuisement des métaux, ainsi que l'utilisation de l'acier plutôt que de fondations gravitaires.

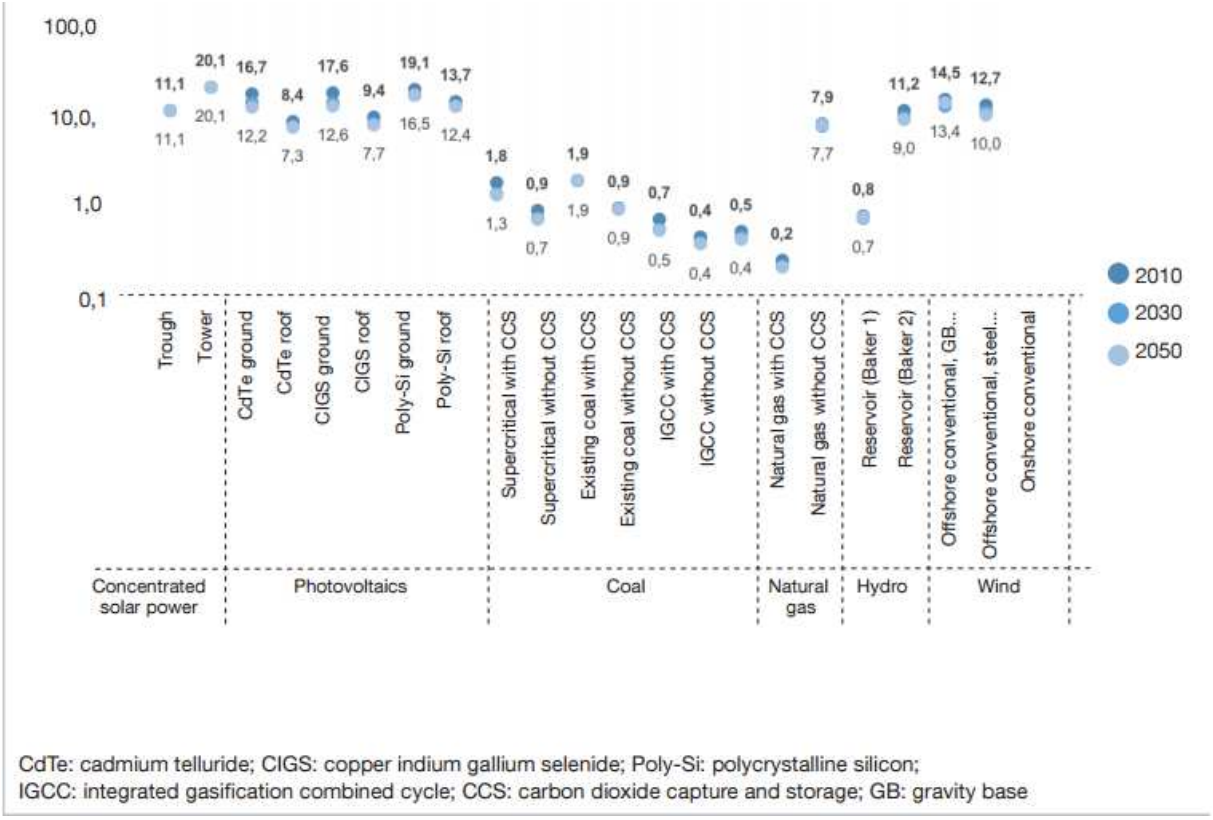


Figure 43 : Impact des différentes filières de production d'énergie sur l'épuisement des métaux (Fe eq / kWh) in Europe

Source : UNEP – Green Energy Choices, 2015

Par ailleurs, il est nécessaire de tenir des métaux stratégiques, qui regroupent une cinquantaine de métaux considérés comme indispensables pour l'industrie, les technologies de pointe vertes et le high tech. Les métaux stratégiques ne sont généralement pas des matières premières qui peuvent être extraites de mines (à l'exception des terres rares). Il s'agit essentiellement de sous-produits de l'industrie métallurgique, obtenus grâce à des techniques de pointe. Ces métaux sont au coeur d'enjeux économiques et géopolitiques planétaires. Dans un rapport[49] publié en novembre 2013, le Centre commun de recherche européen (JRC) a alerté du "risque de pénurie" en 2020-2030 de huit métaux stratégiques utilisés dans les technologies énergétiques à faible émission de carbone identifiées dans le plan européen SET adopté en 2008. Le JRC identifie 12 métaux stratégiques "critiques et quasi-critiques" pour lesquels le développement des technologies énergétiques nécessitera de s'approvisionner sur le marché mondial, sur la décennie 2020-2030. Le risque de pénurie de ces matières premières, sujettes à la volatilité des prix, provient de la dépendance de l'UE sur les importations en provenance de la Chine, de la demande croissante à travers le monde et des raisons géopolitiques. Parmi eux, huit métaux sont classés "à haut risque". Six sont des terres rares : elles sont utilisées pour les véhicules électriques, l'énergie éolienne et solaire ainsi que l'éclairage, souligne le JRC.

Il s'agit :

- du dysprosium (Dy), du néodyme (Nd) et du praséodyme (Pr) utilisés pour fabriquer les aimants des génératrices éoliennes et des moteurs des véhicules hybrides et électriques. Typiquement, un alliage néodyme-fer-bore (NdFeB) est utilisé pour fabriquer les aimants. Le dysprosium est fréquemment utilisé comme additif pour l'alliage magnétique de NdFeB pour maintenir sa plage de température utilisable. Le praséodyme et le terbium sont parfois utilisés aussi, mais leur utilisation dans des aimants permanents est faible par rapport au néodyme et le dysprosium[50]. Selon l'UNEP, les configurations à entraînement direct avec aimants NdFeB, représentent une faible part du marché actuel mondial de l'éolien, mais la tendance est à l'augmentation, avec des avantages en matière de réduction de poids de la nacelle et de maintenance réduite, particulièrement utiles pour les installations offshore et les grandes éoliennes.
- de l'europium (Eu), du terbium (Tb) et de l'yttrium (Y) qui servent dans les phosphores utilisés dans les ampoules, tubes fluorescents ou écrans de télévision,
- ainsi que du gallium (Ga) et du tellure (Te) de cadmium utilisés dans la production de cellules solaires. Le silicium est le deuxième plus abondant élément dans la croûte de la terre, mais le solaire PV utilise des quantités substantielles d'argent en tant que matériau conducteur. Les technologies de couches minces reposent sur des couches semi-conductrices composées de sous-produits métalliques, à savoir le cadmium, le tellure, l'indium, le gallium et le sélénium. Alors que les technologies à couches minces utilisant ces éléments capturent les plus grandes parts de marché, elles peuvent rencontrer des pénuries si la récupération de ces métaux de cuivre primaire et la production de zinc n'augmentent pas. Si les technologies au silicium polycristallin (Poly-Si) dominent actuellement le marché, les technologies à couche mince (CdTe et CIGS, pour les plus matures) ne cessent de gagner des parts de marché. Elles sont considérées comme ayant un fort potentiel d'amélioration technologique (augmentation de l'efficacité énergétique, diminution possible des besoins en matière). Face à une possible pénurie de ressources, des technologies émergentes pourront jouer un rôle considérable à horizon 2050 (polymères organiques, points quantiques, cellules Grätzel).

Quatre autres métaux sont "quasi-critiques" : le platine (Pt) (catalyseur pour les piles à combustible), l'indium (In) (composant de cellules solaires), le graphite (C) (fabrication de piles alcalines et lithium-ion pour les véhicules hybrides et électriques) et le rhénium (Re) (alliage de turbines). Le dysprosium a été identifié comme étant "le plus à risque" parmi les terres rares. L'UE devrait exiger 25% de l'offre mondiale en 2020-2030 pour répondre à la demande de l'Union pour les véhicules hybrides et électriques et les éoliennes, table le JRC.

La présence de ces matières rares et précieuses rend d'autant plus important d'anticiper le recyclage des structures et infrastructures de production d'énergie renouvelable. Ainsi, le recyclage des modules solaires constitue un enjeu à anticiper dans le cadre de la PPE, avec des volumes de modules arrivant en fin de vie amenés à évoluer - sur la période 2025-2030, environ 3000 tonnes de modules installés en France avant 2006 arriveront en fin de vie, et certaines barrières technologiques au recyclage des modules restant à lever (plus de 85% du poids d'un panneau est aujourd'hui recyclable).

Par ailleurs, dans le cas de certaines sources d'énergies dites renouvelables, une matière première épuisable est consommée. Par exemple, pour le cas de la biomasse, l'énergie produite ne peut être considérée comme renouvelable que si une gestion durable des ressources premières est mise en place (lutte contre la déforestation, gestion durable des forêts, etc.). Dans le cas de la géothermie, l'énergie utilisée est en fait la chaleur stockée au sein de la croûte terrestre et non directement celle issue du noyau (qui est relativement faible), ce qui signifie que cette ressource pourrait, à moyen ou long terme, s'épuiser localement par exemple et son renouvellement serait d'une lenteur comparable à celle des énergies fossiles.

Ressources et déchets liés à la mobilité propre

Les enjeux liés aux ressources et à la valorisation des déchets associés à la mobilité propre devront inévitablement être pris en compte, conditionnant en grande partie l'efficacité environnementale de son développement, en particulier en ce qui concerne le développement de la mobilité électrique et de carburants alternatifs.

[49] JRC, 2013, Critical Metals in the Path towards the Decarbonisation of the EU Energy Sector
[50] UNEP - Green Energy Choices, 2015

Les batteries des véhicules électriques sont composées de lithium, un métal dont la ressource pourrait être amenée à se tarir, et dont l'extraction est très polluante. La production d'un véhicule électrique est ainsi deux fois plus émettrice de CO2 que la production d'un véhicule thermique. Les enjeux liés à l'extraction et la raréfaction du lithium sont donc d'une grande importance pour le déploiement de véhicules électriques à grande échelle.

La question de la valorisation des batteries en fin de vie devra être traitée, les procédés disponibles actuellement impliquant nécessairement des métaux lourds très polluants. Il sera également nécessaire d'anticiper la structuration d'une filière de valorisation pour le parc automobile en cours de renouvellement.

Le développement des biocarburants de deuxième génération pourra s'appuyer sur une filière de valorisation des résidus agricoles, qui reste encore contrainte par la compétition d'autres secteurs utilisant cette ressource (agriculture, bois-énergie, etc.). Le développement à grande échelle des biocarburants de 3ème génération est quant à lui conditionné à la diminution des coûts liés à la production de phytoplancton permettant de synthétiser du biodiésel et du biogaz, un procédé encore coûteux mais qui présente également des avantages en termes de fixation de CO2.

La gestion des déchets

La gestion des déchets non dangereux

En 2012 en France, ce sont 345 Mt de déchets non dangereux qui ont été produits, toutes sources confondues (y compris les ménages qui représentaient 30 Mt), soit un chiffre en légère baisse par rapport à 2010, après une augmentation continue observée entre 2006 et 2010. Ce changement s'explique principalement par un ralentissement du secteur de la construction, tandis que la quantité de déchets produits par les autres activités continue d'augmenter. Le secteur de l'énergie (production et distribution) génère annuellement (hors déchets radioactifs) 2,1 millions de tonnes de déchets, tous non dangereux.

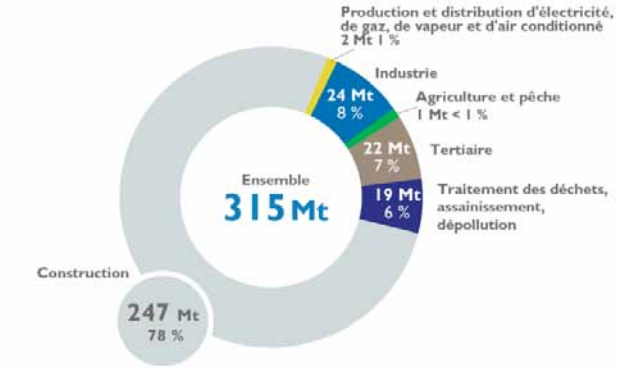


Figure 44 : Production de déchets des activités économiques en 2012 en millions de tonnes

Source : Chiffres clés des déchets – Edition 2015 ; ADEME

Compte-tenu des réglementations auxquelles sont soumis les acteurs de l'énergie en France, une part importante des déchets collectés bénéficient d'une valorisation matière. L'émergence de certaines filières au niveau mondial (notamment la filière photovoltaïque) alimente certaines inquiétudes au niveau de l'approvisionnement en matières premières, ce qui a favorisé l'émergence de filières de recyclage spécialisées. On notera en particulier la prise en charge des panneaux solaires photovoltaïques dans le cadre de la gestion des DEEE ou encore le démantèlement des éoliennes mis sous la responsabilité de leurs propriétaires.

De même, la valorisation énergétique des déchets est en augmentation. Ainsi, l'incinération de déchets en unité d'incinération des ordures ménagères (UIOM), la récupération du biogaz en centre de stockage et la méthanisation des déchets issus de différentes sources (sous-produits des exploitations agricoles, biodéchets des ménages et acteurs économiques, boues de stations d'épuration) permettent chaque année de produire plus de 15 700 GWh d'énergie (thermique et électrique cumulée).

Les déchets dangereux

Un déchet est considéré comme dangereux s'il présente l'une ou l'autre des caractéristiques suivantes : explosif, hautement inflammable, irritant, nocif, toxique, corrosif, mutagène ou cancérigène. Les déchets dangereux, avec 11,6 Mt produits en 2010, représentent 3 % de la production totale. Ils sont surtout le fait des secteurs du traitement des déchets, de l'assainissement et de la dépollution (28 %), de l'industrie (24 %) et de la construction (22 %).

Leur taux de recyclage est de 40% en France métropolitaine.

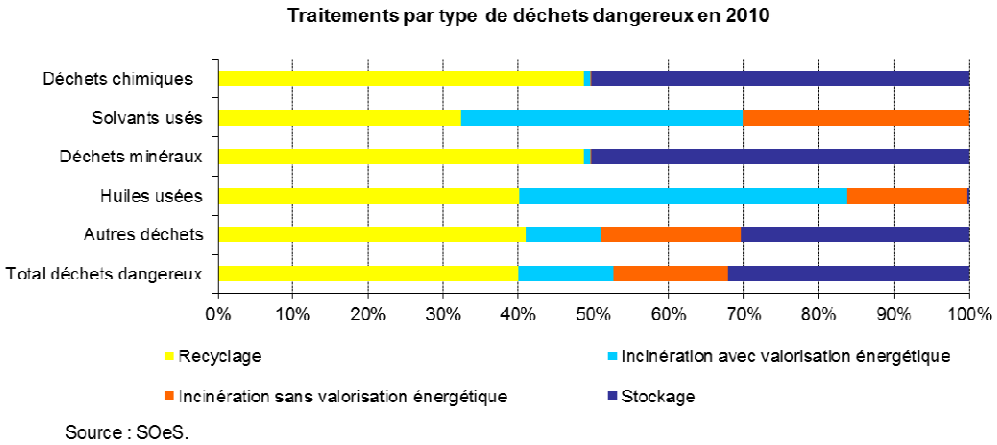


Figure 45 : Traitement par type de déchets dangereux en 2010

Source : L'Environnement en France – Edition 2014 - SOeS

Les déchets radioactifs

Parmi les déchets dangereux, les déchets radioactifs représentent un enjeu particulier pour le secteur énergétique français, du fait de la prédominance de l'industrie nucléaire dans la production d'électricité.

Ils sont notamment catégorisés en fonction de leur activité et de leur durée de vie. Les volumes présents sur le territoire Français à fin 2010 sont présentés dans le tableau suivant.

Volume des différentes catégories de déchets radioactifs à fin 2010 en France		Volume à fin 2010 (m^3 équivalent conditionné)
Les déchets de haute activité (HA)	Principalement issus des combustibles usés après traitement. Niveau d'activité de l'ordre de plusieurs milliards de becquerels par gramme.	2 700,00
Les déchets de moyennes activité à vie longue (MA-VL)	Issus en majorité du traitement des combustibles usés. Niveau d'activité de l'ordre d'un million à un milliard de becquerels par gramme.	40 000,00
Les déchets à faible activité à vie longue (FA-VL)	Issus essentiellement des déchets de graphite provenant des réacteurs de première génération à uranium naturel graphite gaz et des déchets radifères. Niveau d'activité des déchets radifères : de l'ordre de quelques dizaines à quelques milliers de becquerels par gramme.	87 000,00
Les déchets de faible et moyenne activité à vie courte (FMA-VC)	Issus essentiellement de l'exploitation et du démantèlement des centrales nucléaires, des installations du cycle du combustible, des centres de recherche, et pour une faible partie, des activités de recherche biomédicales. Niveau d'activité compris entre quelques centaines de becquerels par gramme et un million de becquerels par gramme	830 000,00
Les déchets de très faible activité (TFA)	Issus majoritairement de l'exploitation, de la maintenance et du démantèlement des centrales nucléaires, des installations du cycle du combustible et des centres de recherche. Niveau d'activité : en général inférieur à cent becquerels par gramme	360 000,00
Déchets sans filière (DSF)	n'entrent pour le moment dans aucune des filières existantes ou à l'étude, en raison notamment de leurs caractéristiques chimiques et physiques. Les études concernant la gestion de ces déchets sont en cours.	3 600,00
	TOTAL	**1 323 300,00**

Source : Andra, 2013.

Figure 46 : volume des différentes catégories de déchets radioactifs à fin 2010 en France

Source : Andra 2013

Les solutions envisagées pour leur gestion sont le stockage de surface (pour les déchets à courte durée de vie) ou en sous-sols (pour les déchets à durée de vie longue). On note également que les centrales nucléaires rejettent des gaz et effluents radioactifs. Ces rejets sont suivis et font l'objet de déclarations annuelles aux autorités. La gestion des déchets radioactifs est régie par le PNGMDR soumis à évaluation environnementale stratégique.

Perspectives d'évolution : des opportunités et des ambitions dans le cadre d'une économie circulaire

La gestion des déchets présente donc des opportunités significatives de réduction d'émissions de gaz à effet de serre et de production de ressources pour les années à venir. Ainsi, la LTECV fixe des objectifs de développement de ces filières pour les années à venir. Elle vise notamment :

- Une réduction de la production par habitant de déchets ménagers et assimilés de 10% en 2020 par rapport à 2010 ;
- Une valorisation matière de 55% des déchets non dangereux non inertes en 202°, et de 65% en 2025 ;

- Une valorisation matière de 70% des déchets du secteur du bâtiment et des travaux publics en 2020 ;
- Assurer la valorisation énergétique des déchets qui ne peuvent pas être recyclés en l'état des techniques disponibles.

L'impulsion donnée par la loi dans ce domaine laisse ainsi augurer de perspectives d'évolution positives, bien que les signaux, à l'heure actuelle, restent faibles, notamment en ce qui concerne la quantité de déchets produits.

Ressources et déchets : synthèse et tendances

La gestion des ressources et des déchets représente un enjeu important dans le cadre de la transition énergétique. Ainsi, la France est actuellement très dépendante des importations pour l'approvisionnement en matières premières et ressources énergétiques. La transition énergétique doit, avec la montée en puissance des énergies renouvelables, réduire cette dépendance et alléger la facture énergétique. Dans le même temps, le développement des filières de recyclage et de valorisation des déchets devrait permettre de réduire la consommation d'énergie du secteur énergétique, d'une part, et constituer un apport de ressources (matières ou énergétiques) croissante, d'autre part.

Pour le moment, les tendances de réduction de consommation des déchets restent timides mais les initiatives et les technologies se développent en faveur d'une plus grande valorisation. Les objectifs fixés par la LTECV vont dans le sens d'une accentuation de ces tendances et d'une baisse de la production de déchets dans les années à venir.

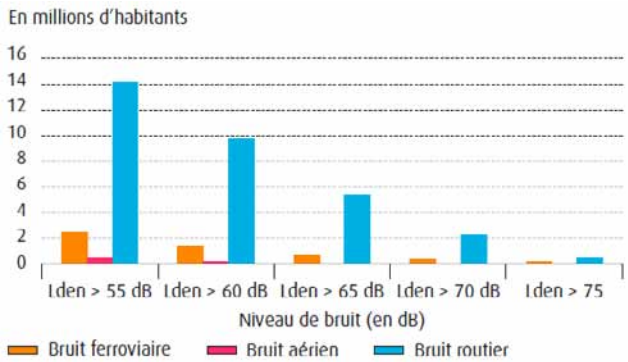
Sources :

- Chiffres clés des déchets - Edition 2015 ; ADEME
- Etat de l'environnement en France en 2014 (MEDDE)
- ADEME, juillet 2015, Déchets : Chiffres clés
- UNEP - Green Energy Choices, 2015
- ADEME - Les Energies et Matières Premières Renouvelables en France, 2003
- Revue Agreste Primeur n°320, « Récolte de bois et production de sciages en 2013 », Décembre 2014

Nuisances

Nuisances sonores

Si les sources de bruit sont multiples (voisinage, activités économiques, transport, etc.), ce sont les bruits des transports (routier, ferroviaire et aérien dans l'ordre d'importance) qui constituent la principale source nuisance sonore pour 54 % des français.[51]



L'intensité sonore d'une source donnée varie au cours du temps et notamment dans la journée. La perception de l'intensité sonore par l'être humain est différente en journée, le soir et pendant la nuit.

"Lden" est un indicateur du niveau de bruit global pendant une journée (jour, soir et nuit) utilisé pour qualifier la gêne liée à l'exposition au bruit. Il est calculé à partir des niveaux sonores moyennés sur les périodes 6h-18h, 18h-22h et 22h-6h. Il est exprimé en décibels.

Figure 47 : Population exposée au bruit dans les agglomérations de plus de 250 000 habitants en France en 2014

Source : Etat de l'environnement en France en 2014 – SoeS, 2014

Les nuisances sonores, par leurs effets en termes de perturbation du sommeil, d'hypertension artérielle, de réduction du champ de vision ou encore d'irritation nerveuse (pouvant conduire à la fatigue et à la dépression) constitueraient selon l'OMS (2011) la seconde cause de morbidité parmi les facteurs de risques environnementaux en Europe.

Le secteur de l'énergie n'est pas concerné de manière significative étant donné que les moyens centralisés de production d'électricité sont généralement localisés dans des zones à faibles densité de population et soumis à la réglementation sur les ICPE. Quant à l'effet des éoliennes en termes de production de nuisances sonores, l'ANSES a rappelé dans un avis de 2013 que :

> « Les émissions sonores des éoliennes ne génèrent pas de conséquences sanitaires directes, tant au niveau de l'appareil auditif que des effets liés à l'exposition aux basses fréquences et aux infrasons. À l'intérieur des logements, fenêtres fermées, on ne recense pas de nuisances ou leurs conséquences sont peu probables au "vu" des bruits perçus. En ce qui concerne l'exposition extérieure, les émissions sonores des éoliennes peuvent être à l'origine d'une gêne, souvent liée à une perception négative des éoliennes. »

Par ailleurs, pour chaque projet de parc éolien, des études acoustiques permettant de modéliser l'impact du champ d'éolienne (dépendant de la topographie) doivent être réalisées, tandis que les éoliennes doivent être implantées à une distance minimale des habitations.

Effet stroboscopique lié aux éoliennes

L'effet stroboscopique résulte des effets d'ombres et de lumière alternés du fait du mouvement rotatif des pâles d'éoliennes. Selon le guide de l'étude d'impact des parcs éoliens, l'effet stroboscopique est négligeable lorsque l'installation éolienne est située à plus de 250 mètres des habitations. Il n'y a pas en France de valeur réglementaire concernant la perception des effets stroboscopiques. A titre d'exemple, le « Cadre de référence pour l'implantation d'éoliennes en Région wallonne » basé sur le modèle allemand, fait état d'un seuil de tolérance de 30 heures par an et d'une demi-heure par jour calculé sur base du nombre réel d'heures pendant lesquelles le soleil brille et pendant lesquelles l'ombre est susceptible d'être projetée sur l'habitation. Ce même document mentionne également, qu'une distance minimale de 250 mètres permet de rendre négligeable l'influence de l'ombre des éoliennes sur l'environnement humain.

Cet effet ne représente ainsi pas, a priori, de risque notable en terme de nuisances pour les riverains.

L'exposition aux champs électromagnétiques

Les champs électromagnétiques sont naturellement présents dans l'environnement, sont produits par tout appareil électrique et sont utilisés par certains appareils électroniques pour fonctionner (télévision, radio, téléphones mobiles, etc.).

A ce jour, le seul constat partagé par les scientifiques à travers le monde correspond à l'effet thermique résultant de l'exposition de forte intensité aux champs électromagnétiques ; aucun impact à long terme ne fait consensus concernant l'utilisation de téléphones portables par exemple.

[51] Source : enquête TNS-Sofrès de mai 2010 intitulée « les Français et les nuisances sonores »

Un focus particulier doit être fait en ce qui concerne les champs électromagnétiques de fréquences extrêmement basses (ou EFL) générés par tout appareil consommant ou transportant de l'électricité, et notamment les réseaux électriques de transport et de distribution. Non seulement les effets à court termes de ces champs électromagnétiques sont relativement bien connus, mais en plus des études épidémiologiques ont permis de mettre en évidence une corrélation entre l'exposition aux EFL et la leucémie infantile. Ainsi, l'AFSSET recommande depuis 2010 de ne pas installer d'établissements accueillant des enfants ou des femmes enceintes (écoles, crèches, maternités, etc.) à moins de 100 m de lignes à très haute tension.

Les nuisances olfactives

Les odeurs sont généralement dues à une multitude de molécules différentes, en concentrations très faibles, mélangées à l'air que nous respirons. Elles peuvent être dues à diverses sources (Véhicules motorisés en fonctionnement, égouts à ciel ouvert, gaz et systèmes de récupération de gaz, industrie, traitement des eaux usées, déchets divers, installations d'élevage, etc.).

Dans le cadre de la PPE et des objectifs nationaux de développement des énergies renouvelables, il convient d'être vigilant face au développement de la méthanisation. En effet, même si le procédé de méthanisation en lui-même ne crée pas d'odeurs (il se déroule en milieu confiné complètement hermétique), les étapes liées à la logistique nécessaire autour de la méthanisation peuvent occasionner des odeurs : il s'agit du transport, du stockage, du déchargement et du chargement des effluents. Avec une mauvaise planification et une surveillance olfactive déficiente, ces usines peuvent devenir synonymes de pollutions olfactives (odeurs de biogaz, matière putrescibles, fumier et lisier) pour les habitations à proximité. Les symptômes provoqués les plus courants sont maux de tête, vertiges, confusion et douleurs de poitrine. En revanche, une installation de méthanisation bien réfléchie et bien conçue ne présente pas de nuisances olfactives (transport des déchets par camions étanches, chargements et déchargements dans un hangar fermé et étanche, bâtiments de stockage et de prétraitement des matières en dépression, etc.).[52]

Nuisances : synthèse et tendances

- Les nuisances sonores sont essentiellement liées aux transports routiers sur le territoire métropolitain. Elles sont ainsi localisées aux abords des axes routiers principaux et font l'objet d'une gestion appropriée.

➔ Parmi les autres nuisances, l'exposition aux ondes électromagnétiques constitue un point d'attention et susceptible d'évoluer dans les années à venir avec la multiplication des outils connectés et le développement des réseaux digitaux. Les nuisances olfactives potentiellement associées au développement des EnR (méthanisation en particulier) seront également à surveiller.

Sources :

- Etat de l'environnement en France en 2014 (MEDDE)
- enquête TNS-Sofrès de mai 2010 « les Français et les nuisances sonores »
- ATEE Club Biogaz, décembre 2011, guide de bonnes pratiques pour les projets de méthanisation.
- Cadre de référence pour l'implantation d'éoliennes en Région wallonne
- MEDDE, actualisation 2010, Guide de l'étude d'impact des projets éoliens

[52] Source : ATEE Club Biogaz, décembre 2011, guide de bonnes pratiques pour les projets de méthanisation.

Paysages et patrimoine

Connaissance et protection du patrimoine

Le patrimoine remarquable

Le patrimoine remarquable est témoin de la richesse de certains paysages semi-naturels ; il peut aussi refléter les nombreux éléments culturels présents sur un territoire :

- des paysages témoins de l'Histoire : châteaux, vestiges des guerres mondiales, etc. ;
- des paysages témoins de pratiques anciennes et des modes d'appropriation des territoires/terroirs ;
- à travers des éléments de paysages : cabanes de vigne dans les régions viticoles, cabanes en pierres sèches dans de nombreux départements, etc. ;
- à travers des structures paysagères : terrasses agricoles, haies bocagères…

Les paysages et patrimoines remarquables sont bien souvent reconnus de manière réglementaire par des politiques de protection. Les principales dispositions prises pour leur protection sont présentées ci-après :

Grands sites de France

Le label « Grand Site de France » est attribué par l'Etat pour une durée de six ans. Les sites concernés sont des « monuments naturels et des sites de caractère artistique, historique, scientifique, légendaire ou pittoresque » selon l'article R341-14 du code de l'environnement. Les responsables de ces sites doivent mettre en œuvre des mesures pour protéger et valoriser les lieux, et permettre un accueil touristique en accord avec le développement durable. Le réseau rassemble des sites ayant reçu le label et d'autres engagés dans des démarches de développement durable dans cet objectif ; en métropole, 14 sites sont labellisés et 23 sites sont membres et engagés dans une démarche de développement durable.

Sites inscrits et classés

La loi du 21 avril 1906 portant sur la protection des monuments naturels et des sites en France a été modifiée par la loi du 2 mai 1930 (articles L. 341-1 à 22 et R. 341-1 à 31 du code de l'environnement). Elle vise les sites de caractère artistique, historique, scientifique, légendaire ou pittoresque et dont la qualité appelle, au nom de l'intérêt général, la conservation en l'état et la préservation de toutes atteintes graves. Elle prévoit deux niveaux de protection, le classement et l'inscription.

Après plus de cent ans de mise en œuvre de cette politique, on dénombre près de 2 700 sites classés pour une superficie de plus d'un million d'hectares et plus de 4 000 sites inscrits pour une superficie d'environ 1 500 000 hectares sont dénombrés au 1er janvier 2014. Ils couvrent environ 4 % du territoire national.

Sites inscrits au patrimoine mondial de l'UNESCO

L'UNESCO attend des sites qu'ils aient une « valeur universelle exceptionnelle ». Dix critères culturels et naturels sont ainsi évalués pour accepter ou refuser la candidature d'un site au patrimoine mondial. Cette reconnaissance internationale permet la renommée du site et un projet de territoire ambitieux de protection et de développement durable. 41 sites sont reconnus comme patrimoine mondial de l'humanité via leur inscription aux sites de l'UNESCO en France (37 sites culturels, 3 sites naturels et 1 site mixte). Les édifices religieux en constituent une large part avec quatre cathédrales classées et quelques abbayes romanes. Des villes chargées d'histoire ont également été distinguées, ainsi que 6 paysages culturels (voir illustration ci-contre).

Les paysages du quotidien

Au-delà des espaces reconnus et protégés, les paysages qui nous entourent au quotidien contribuent également à la qualité et, par leur diversité, à la richesse des paysages métropolitains. Ces paysages parfois qualifiés d'ordinaires sont également parfois banalisés par des aménagements standardisés. Ils constituent cependant une composante essentielle du cadre de vie des populations, qui sont sensibles à leur dégradation (multiplication des zones commerciales périphériques, étalement urbain et homogénéisation de l'habitat, etc.).

La réalisation des Atlas de paysages, au niveau des départements ou des régions, vise à identifier, qualifier et caractériser tous les paysages d'un territoire et contribue progressivement à l'amélioration de la connaissance des paysages quotidiens.

Unité et diversité des paysages métropolitains : l'importance croissante des espaces péri-urbains

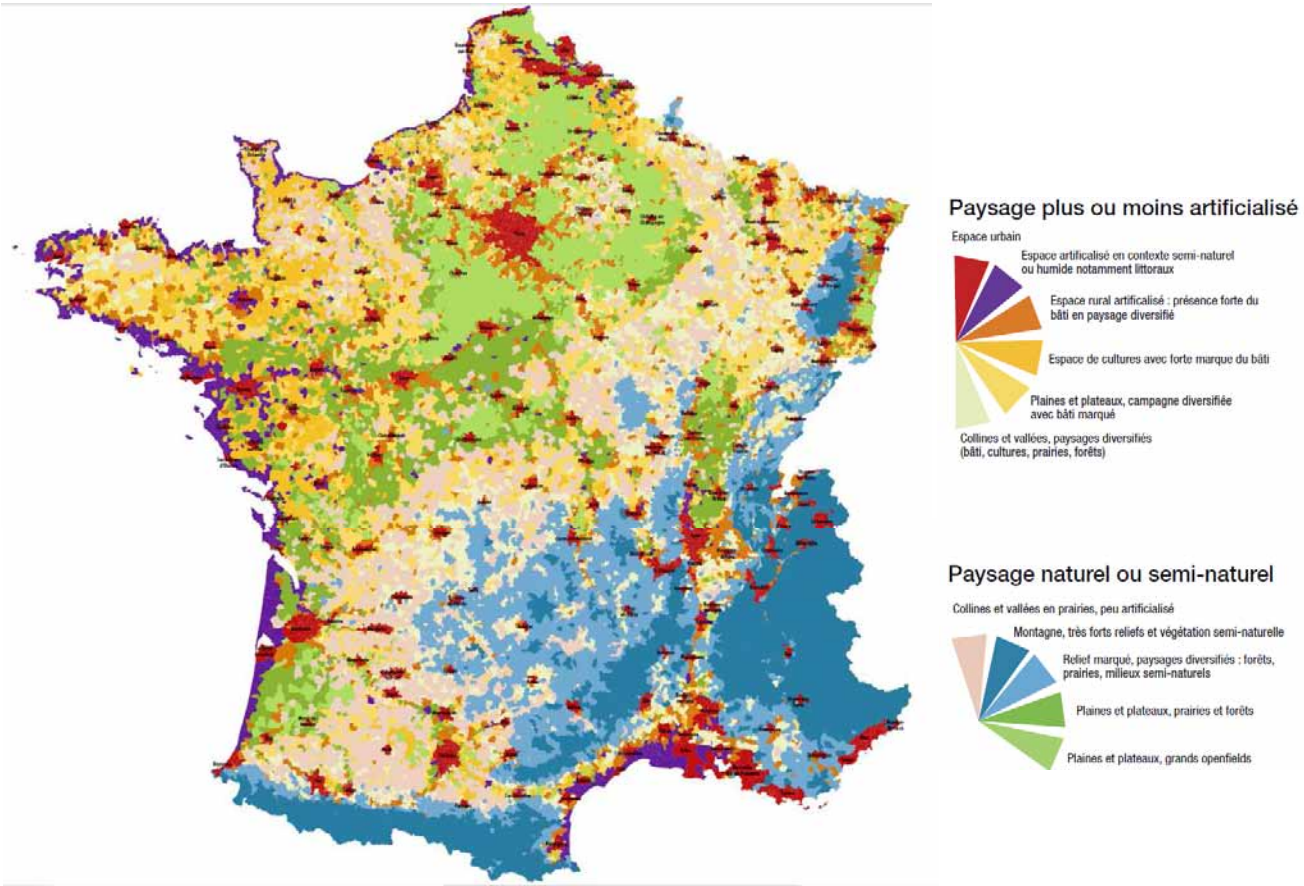


Figure 48 : Typologies de paysages sur le territoire métropolitain

Source : DATAR, 2012

Selon le recensement de l'Insee de 2008, 95% de la population française vit désormais sous influence urbaine. Parallèlement à la croissance des villes, se dessinent autour et entre celles-ci, de vastes espaces dits périurbains, au sein desquels les habitants ont non seulement adopté des modes de vie citadins mais sont également liés à la ville par leur emploi et leurs pratiques quotidiennes. Ainsi, jamais les habitants des différents territoires n'ont été aussi proches par leur profil socioculturel et leur mode de vie. Cette proximité a plusieurs conséquences : d'une part, l'opposition urbain/rural perd de son acuité pour caractériser les territoires aujourd'hui ; d'autre part, les exigences d'accès aux services sont d'autant plus difficiles à satisfaire que les populations résident loin des villes tout en en dépendant.

L'urbanisation des campagnes et l'émergence de ces paysages « d'entre-deux » suscite plusieurs interrogations :

- la première porte sur l'étalement urbain et ses conséquences en termes d'artificialisation des sols et de consommation de terres agricoles (voir chapitre sur l'utilisation des sols) ;
- la deuxième a trait à la mutation culturelle, sociale et économique de l'espace rural qui se traduit couramment par des tensions et des conflits d'usage (conflits d'usage sur l'utilisation des sols, leur valorisation). Ces tensions peuvent par exemple être liées à la valorisation touristique des espaces, à leur valorisation économique (zones d'activités, infrastructures énergétiques, etc.) ;
- la troisième est liée à la transformation des espaces : si l'urbanisation n'aboutit pas nécessairement à la disparition des paysages agricoles, forestiers, montagnards ou littoraux, leur modification, dans un pays fortement attaché à son patrimoine « rural », suppose de maîtriser la mutation de ces espaces sans pour autant empêcher leur évolution.

L'évolution des modes de production d'énergie, source de paysages nouveaux

Les infrastructures énergétiques, un enjeu paysager

Au regard des différents objectifs de développement des énergies renouvelables en France il devient nécessaire pour les territoires d'à la fois diminuer leurs consommations d'énergie et de les couvrir par le moyen d'une énergie produite

localement. Doivent donc s'intégrer dans le paysage, non seulement les moyens de distribution de l'énergie mais aussi de sa production. Les enjeux d'intégration paysagère concernent en particulier :

- l'intégration des dispositifs de production décentralisée (panneaux solaires intégrés au bâti, micro-éoliennes, unités de méthanisation, etc.) au paysage de proximité, en tenant compte de la valeur patrimoniale des paysages bâtis et agro-naturels,
- l'intégration des dispositifs solaires centralisés (i.e. centrales solaires au sol de grande capacité) et champs éoliens en mer et sur terre dans le grand paysage.

Ces enjeux sont d'autant plus prégnants que les unités de production renouvelable peuvent être amenées à prendre place au sein des espaces péri-urbains, particulièrement concernés par les conflits d'usages et les questions d'identité paysagère.

Des études paysagères sont donc à mettre en place dès l'amont des projets, ainsi qu'une concertation suffisamment large pour désamorcer les potentielles contestations.

L'évolution des réseaux de transport d'électricité : l'occasion de découvertes archéologiques

La construction de gazoducs et de lignes hautes tensions enterrées nécessitent la mise en place de fouilles archéologiques et sont l'occasion de nombreuses découvertes.
Par exemple, la canalisation Arc de Dierrey qui reliera Cuvilly (Oise) à Voisines (Haute-Marne) en passant par Dierrey-Saint-Julien (Aube) a généré des diagnostics archéologiques sur 160 km. Sur ce parcours on dénombre 30 sites fouillés proposant aussi bien des vestiges datant du Paléolithique que des habitats médiévaux en passant par des nécropoles datant de l'âge du Bronze et des villas gallo-romaines.

Paysages et patrimoine : synthèse et tendances

Le patrimoine paysager et culturel national fait l'objet de reconnaissances nombreuses, assurant une protection des sites emblématiques et patrimoniaux. Par ailleurs, au-delà du patrimoine reconnu et protégé, les paysages dits « quotidiens », même s'ils évoluent, participent de la diversité des paysages laquelle constitue une richesse au niveau national.

Les tendances observées aujourd'hui se caractérisent par un risque de dégradation des paysages quotidiens, en lien avec le phénomène de périurbanisation et l'évolution des activités économiques (zones d'activités, sites de production d'énergie, etc.).

Sources :

- Etat de l'environnement en France en 2014 (MEDDE)
- CGET, Territoires 2040 (http://territoires2040.datar.gouv.fr/)
- MEDDE, actualisation 2010, Guide de l'étude d'impact des projets éoliens
- MEDDE, actualisation 2011, Guide de l'étude d'impact des installations photovoltaïques au sol
- ADEME, 2014, Photovoltaïque et collectivités territoriales, guide pour une approche de proximité

Les sites du réseau Natura 2000

Le réseau Natura 2000 en France métropolitaine

Le réseau Natura 2000 créé par l'Union Européenne pour lutter contre la dégradation des habitats naturels s'appuie sur un découpage de l'Europe en zones biogéographiques. On observe en France 4 zones : Atlantique (terrestre et marin), Continentale, Alpine (Alpes et Pyrénées) et Méditerranéenne (terrestre et marin). Ces grandes régions correspondent à des conditions de vie particulières pour les espèces sauvages.

Les sites du réseau Natura 2000 sont identifiés pour la rareté ou la fragilité de leur patrimoine naturel. L'objectif principal de ce réseau est de favoriser un développement durable de ces sites, par le maintien de la biodiversité dans le respect du contexte économique, social et culturel local. Le réseau est constitué de deux types de sites en application de deux directives européennes :

- des zones de protection spéciales (ZPS), au titre de la directive 2009-147/CE du 30 novembre 2009 concernant la conservation des oiseaux sauvages dite directive « Oiseaux » ;
- des zones spéciales de conservation (ZSC), au titre de la directive 92/43/CEE du 21 mai 1992 concernant la conservation des Habitats naturels ainsi que de la faune et de la flore sauvages dite directive « Habitats ».

La France joue un rôle important dans la construction de ce réseau européen. On compte ainsi en France plus de 1 700 sites au sein du réseau national Natura 2000 qui couvrent au total 12,6% de la superficie du pays et 12,2% des surfaces maritimes sous juridiction française.

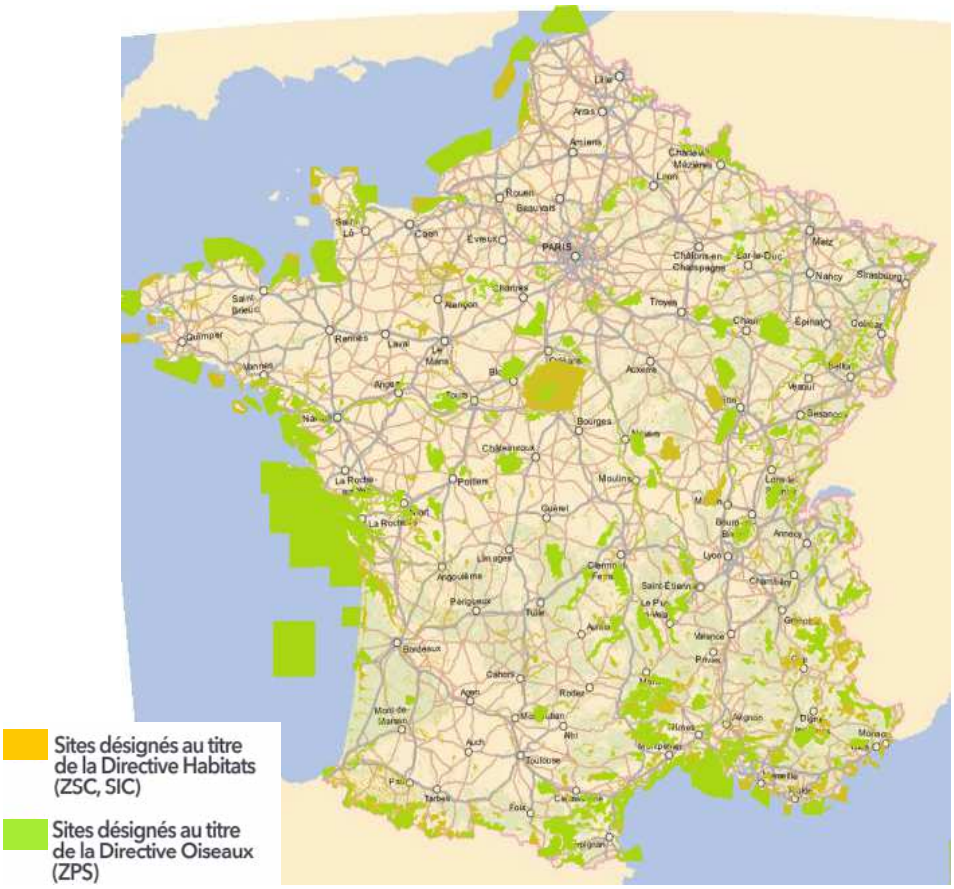


Figure 49 : Zone Natura 2000 (ZSC et ZPS) en France métropolitaine

Sources : MEDDE, Géoportail

Les objectifs associés aux sites du réseau Natura 2000

Objectifs généraux, communs aux ZSC et aux ZPS :

- améliorer la connaissance et le suivi des espèces et des habitats,
- sensibiliser et informer les acteurs locaux et le public vis à vis des objectifs de conservation des sites ;

Objectifs généraux relatifs aux ZPS :

- préserver et restaurer les sites de nidification et les territoires essentiels à la survie des espèces (habitats, zones de chasse, couloirs de migration, etc.),
- limiter les risques de destruction directe ou indirecte des espèces à fort enjeu de conservation,
- diminuer le risque de collision et d'électrocution avec les liaisons électriques, les engins de survol motorisés et la circulation des véhicules motorisés,
- maintenir ou améliorer les conditions de quiétude pendant les périodes de reproduction ;

Objectifs généraux relatifs aux ZSC :

- préserver, entretenir et restaurer les habitats et espèces d'intérêt communautaire,
- diminuer l'impact des aménagements, en particulier en maîtrisant l'artificialisation des sols,
- préserver le bon état écologique et la fonctionnalité des hydro-systèmes et des cours d'eau,
- maintenir les couloirs de déplacement de la faune ainsi que les continuités écologiques,
- développer de bonnes conditions d'exploitation forestière,
- maintenir des milieux ouverts,
- lutter contre les espèces envahissantes.

Les objectifs spécifiques assignés à chaque site Natura 2000 du réseau sont précisés à travers un DOCument d'Objectifs (DOCOB). Prenant appui sur un diagnostic complet du site et de son environnement, chaque DOCOB précise les objectifs et actions à mettre en œuvre pour la conservation du site.

L'état de conservation des sites Natura 2000

L'état de conservation de ces sites est évalué tous les 6 ans et, comme le montrent les cartes ci-dessous, les résultats de la France issus du dernier exercice d'évaluation réalisé en 2013[53] sont mitigés. En effet,

- seules 22 % des évaluations portant sur les habitats d'intérêt communautaire sont « favorables », 73% des habitats sont dans un état de conservation « défavorable » et 5% des évaluations demeurent « inconnues » à l'issue de la période 2007-2012.
- 27% des évaluations portant sur les espèces d'intérêt communautaire sont « favorables », 55% « défavorables », et 18% « inconnues ».

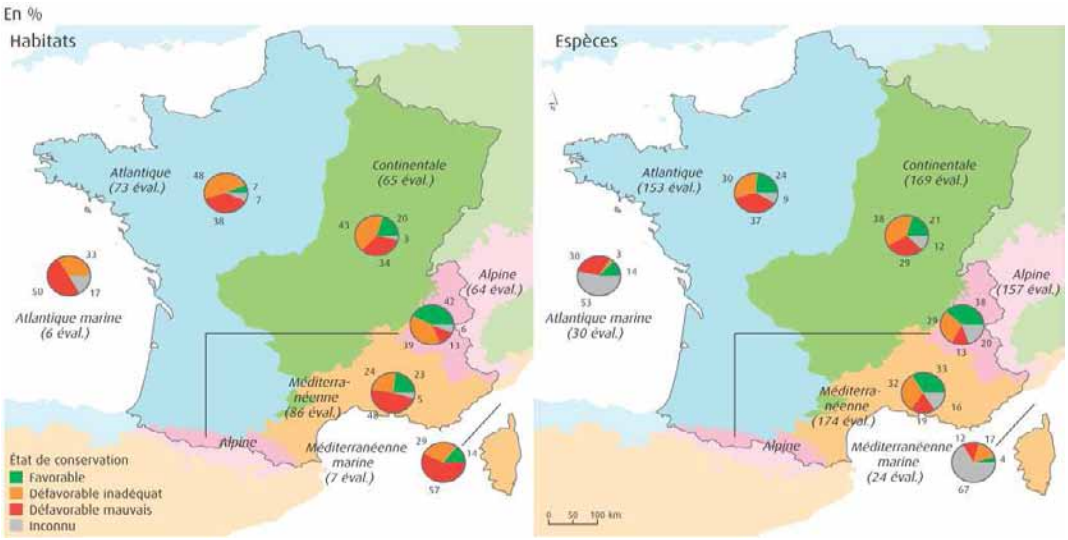


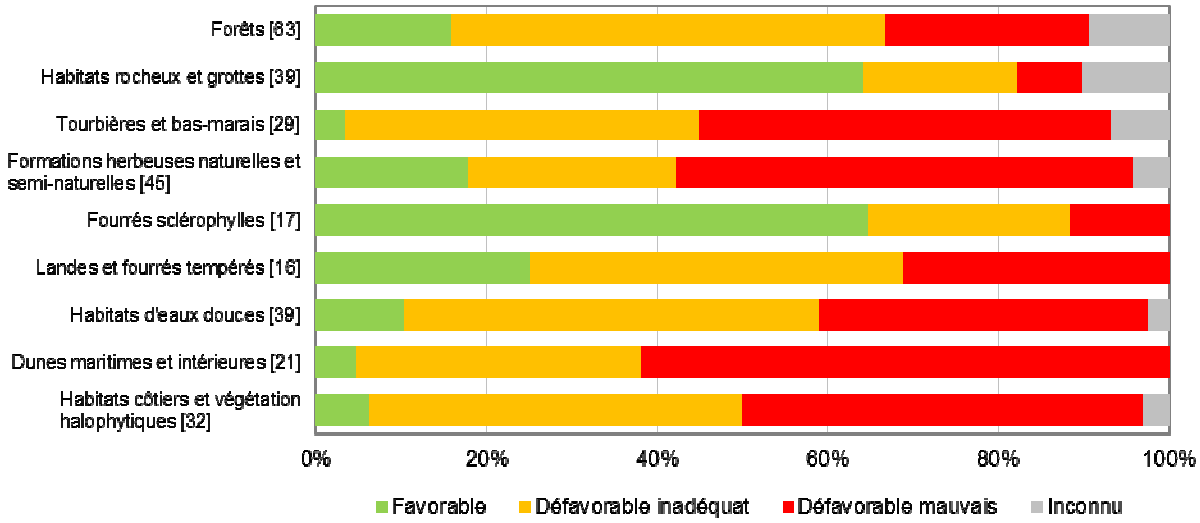
Figure 50 : état de conservation des habitats et des espèces d'intérêt communautaire par région biogéographique sur la période 2007-2012

Source : CGDD, MNHN (SPN), 2013

53

L'évaluation réalisée en 2013 a également permis un découpage par type de milieu. On observe que les milieux les plus dégradés sont les milieux côtiers et les milieux humides et aquatiques. Au sein des milieux humides et aquatiques on note que les espèces migratrices sont particulièrement touchées ce qui renforce la nécessité des ouvrages facilitant le franchissement des obstacles construits par L'Homme. Les prairies, landes et fourrés sont pour leur part fortement menacés par les changements d'usages (déprises de l'agriculture ou à l'inverse intensification de cette dernière). Les habitats rocheux et, en moins grande proportion, les habitats forestiers (fourrés sclérophylles en particulier, landes et fourrés tempérés) sont en relativement bon état de conservation.

Enfin, les tendances d'évolution observées sur la période 2007-2012 montrent que dans la moitié des cas, l'état des espèces et des habitats est stable. Toutefois, les situations qui se dégradent sont nettement plus nombreuses que celles en voie d'amélioration, puisqu'une évaluation sur cinq conclut à une tendance au déclin, contre 4% conduisant à une tendance positive. Les connaissances sont insuffisantes pour le reste des évaluations. Ces dégradations concernent souvent des régions biogéographiques ou des écosystèmes parmi les moins bien conservés, comme la région continentale, où près de la moitié des habitats se dégradent, ainsi que des écosystèmes humides et aquatiques, ou encore littoraux.



Note : Les nombres entre crochets indiquent le nombre d'évaluations réalisées. Résultats toutes régions biogéographiques confondues.

Figure 51 : État de conservation des habitats d'intérêt communautaire par grand type de milieux (période 2007-2012)

Source : CGDD, MNHN (SPN), 2013 - Traitements : MNHN-SOeS

Mise en perspective des enjeux environnementaux

Caractérisation de la sensibilité environnementale du territoire

Synthèse des sensibilités et tendances d'évolution du territoire métropolitain au regard des 9 thématiques environnementales retenues

Le tableau ci-dessous résume les tendances et niveaux de sensibilité relatifs à chaque thématique environnementale analysée. Les chapitres précédents détaillent les éléments permettant de justifier cette conclusion synthétique.

Tableau 4 : Représentation synthétique des niveaux de sensibilité et tendances d'évolution relatifs à chaque thématique environnementale.

Thématique	Sensibilité	Tendances d'évolution
Energies et changement climatique	● ● ●	↗
Risques naturels et technologiques	● ●	↘
Milieux naturels et biodiversité	● ● ●	↘
Utilisation et pollution des sols	● ● ●	↘
Ressource en eau	● ● ●	↗
Qualité de l'air	● ● ●	→
Ressources et déchets	● ●	↗
Nuisances	●	→
Patrimoine paysager, archéologique et culturel	● ●	↘

Des enjeux s'articulant de façon variable en fonction des types de territoires

La sensibilité des enjeux environnementaux a été analysée à une échelle nationale. Au sein de ce cadre d'analyse global, la pondération de certains enjeux peut varier selon les territoires, en fonction de la géographie, de l'économie, des systèmes urbains et des spécificités environnementales de chacun d'entre eux. A la lumière des éléments de description développés dans les chapitres précédents, il est possible de dégager des typologies de territoires se caractérisant par une pondération commune des enjeux environnementaux.

Le schéma ci-dessous met en exergue les enjeux dominants par typologie de territoire. Ces éléments constituent des points d'attention qui pourront être utiles pour le processus d'évaluation environnementale, afin d'alerter sur des points de vulnérabilité spécifiques à certains types de territoires en fonction des incidences identifiées.

Figure 52 : synthèse des enjeux dominants et points d'attention par typologies de territoires

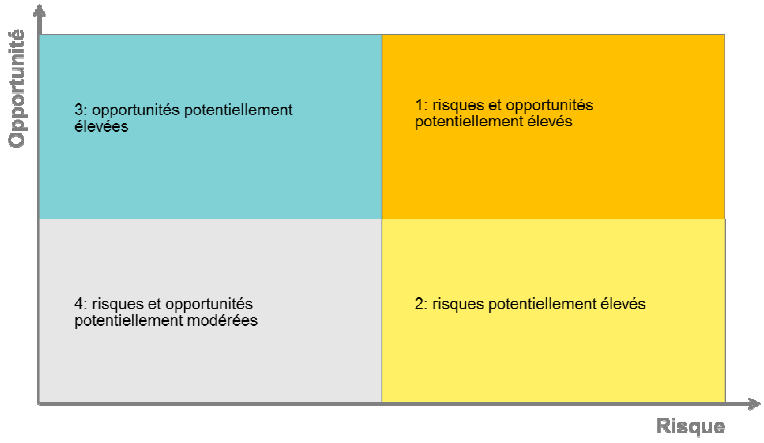
Lecture des enjeux environnementaux au regard de la PPE

Une perspective complémentaire est nécessaire afin d'apprécier les enjeux environnementaux territoriaux dans le cadre de l'évaluation environnementale de la PPE. En effet, non seulement la sensibilité propre à chaque ressource environnementale importe pour la hiérarchisation des enjeux environnementaux, mais le niveau d'interaction de chaque ressource avec les sujets énergétiques est aussi un élément essentiel pour apprécier le niveau d'enjeu relatif à chaque thématique.

En tenant compte des risques et opportunités associés aux différentes évolutions probables du système énergétique, il est en effet possible de distinguer des problématiques à fort niveau d'interdépendance avec l'évolution de l'ensemble du système énergétique et des problématiques avec un plus faible niveau d'interdépendance.

Cet exercice d'appréciation des risques et opportunités tient compte de l'ensemble du champ des possibles concernant la politique énergétique nationale, et ne préjuge en aucun cas des incidences environnementales de la PPE - qui constitue une solution retenue parmi l'ensemble des possibles. Sont ainsi pris en compte l'ensemble des opportunités et risques possibles génériques que la politique énergétique nationale est susceptible d'induire au regard des différentes thématiques environnementales. En d'autres termes, cet indice traduit les marges de manœuvre théoriques de la politique énergétique nationale au regard de la contribution à l'amélioration de l'environnement selon les différentes thématiques abordées. Les marges de manœuvre locales mais ne pouvant se traduire directement dans une politique nationale sont prises en compte, sous forme de risques ou opportunités modérés.

Schématiquement, cette analyse permet de dégager 4 degrés d'interdépendance, représentés par les 4 zones de la matrice ci-dessous :



Le tableau ci-après explicite le positionnement théorique de chaque thématique environnementale parmi ces 4 degrés d'interdépendance :

Thématique	Justification
Risques et opportunités potentiellement élevés	
Energies et changement climatique	Un objectif majeur de la LTECV est de guider l'action de la France dans la lutte contre le réchauffement climatique. Le secteur énergétique, en tant qu'émetteur de gaz à effet de serre, est particulièrement concerné par cette problématique. L'enjeu est de réussir la transition énergétique vers une économie moins dépendante des énergies fossiles. La maîtrise de la demande et le développement des énergies renouvelables constituent des priorités majeures pour atteindre les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre au niveau national.
Qualité de l'air et santé humaine	La qualité de l'air est un enjeu majeur aux plans environnemental et de la santé publique. On estime ainsi entre 20 000 et 40 000 le nombre de morts prématurées dues à la pollution atmosphérique chaque année en France (INSERM). Les pollutions imputables au secteur énergétique sont clairement identifiées (émissions de polluants lors de la combustion de carburants fossiles principalement). Si la LTECV prévoit d'améliorer la qualité de l'air par un plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques fixant des objectifs nationaux de réduction des émissions de polluants atmosphériques, la PPE doit identifier les actions permettant de réduire la contribution du système énergétique et des flux de transports à ces émissions.
Ressources et déchets	La gestion des ressources et des déchets représente également un enjeu considérable. La France est actuellement très dépendante des importations pour l'approvisionnement en matières premières et en ressources énergétiques. La transition énergétique doit, avec la montée en puissance des énergies renouvelables, réduire cette dépendance et alléger la facture énergétique. Dans le même temps, le développement des filières de recyclage et de valorisation des déchets devront s'adapter aux forts enjeux liés aux filières énergétiques, qu'il s'agisse du recyclage des composants utilisés pour les dispositifs de production d'énergie renouvelable (en particulier solaire photovoltaïque), des batteries utilisées pour les véhicules électriques ou pour le stockage d'énergie, ou de la gestion des déchets nucléaires en lien avec l'évolution du parc nucléaire.
Risques potentiellement élevés	
Ressources en eau	La qualité des masses d'eau et la gestion de la ressource en eau sont étroitement liées à la production d'énergie, qui est notamment le premier poste de prélèvement d'eau dans les milieux naturels (pour le refroidissement des centrales électriques principalement), bien que les usages agricoles et domestiques prédominent en termes de consommation nette. L'évolution du parc des centrales thermiques et nucléaire sera donc à suivre avec attention de ce point de vue. L'impact des centrales de production hydroélectrique sur la qualité écologique des cours d'eau est également à prendre en considération, pour les grands barrages comme pour la production au fil de l'eau. Il est à noter que les interactions vont dans les deux sens puisque l'évolution quantitative et qualitative des masses d'eau peut également influer sur la production électrique (état quantitatif des masses d'eau d'eau pour l'hydroélectricité, température pour le refroidissement, etc.).

Risques naturels et technologiques	Les risques naturels en France métropolitaine sont de nature variée, bien que les inondations représentent le risque le plus important. De plus, le changement climatique est susceptible d'induire des dérèglements qui devraient augmenter la probabilité d'occurrence de ces risques naturels. Les infrastructures de production d'énergie sont concernées au même titre que d'autres types d'infrastructures. Les infrastructures énergétiques sont également concernées par les risques technologiques. Ce risque est particulièrement prégnant au niveau de la filière nucléaire, du fait de la place importante qu'elle occupe actuellement en France, du niveau de criticité des incidents démontré par des précédents ayant eu lieu à l'étranger, et du vieillissement global du parc de production nucléaire national. Enfin, les risques naturels et technologiques se combinent parfois, pour créer ce qu'on appelle les risques « NaTech », où des aléas naturels sont responsables d'incidents technologiques. Le changement climatique induit une augmentation de ce type de risques du fait de la recrudescence des aléas naturels (tempêtes, inondations, sécheresse, etc.), et le secteur de l'énergie devra s'appuyer sur une amélioration des connaissances, des technologies et de la prévention pour pallier ce risque accru.
Biodiversité	Les pressions exercées sur la biodiversité par le secteur de l'énergie sont de diverses natures. Les principales préoccupations concernent la perturbation écologique des cours d'eau par les installations hydroélectriques ou la modification de température due au refroidissement des centrales, ce qui est déjà traité dans la partie sur la gestion de la ressource en eau. Les dispositifs de production d'énergie renouvelable, tels que les éoliennes et panneaux solaires photovoltaïques, peuvent avoir de fortes interactions avec la biodiversité. Les installations en mer, qui vont se développer, seront également amenés à interagir fortement avec les milieux marins. Les implications sur les milieux terrestres des infrastructures énergétiques constituent un enjeu lié à la continuité écologique.
Risques et opportunités potentiellement modérés	
Utilisation et pollution des sols	Plusieurs tensions s'exercent sur l'utilisation des sols, avec pour conséquence une artificialisation croissante des sols au détriment des surfaces agricoles, principalement. Une tension supplémentaire est apportée par l'utilisation de surface agricole utile pour la production de biocarburants, qui rentre donc en conflit avec la production alimentaire. Pour limiter ces phénomènes et préserver les ressources alimentaires., l'Union Européenne a fixé des plafonds sur la production de biocarburants. Les autres sources de production sont assez peu consommatrices de surface (y compris l'énergie solaire) et, sous réserve d'une démarche qualitative suffisante (privilégier la consommation de terres de moindre qualité pour préserver les terrains fertiles pour la production agricole et les espaces naturels), ne devraient pas représenter un enjeu majeur de ce point de vue à l'échelle nationale.
Paysages et patrimoine	Les problématiques de préservation du patrimoine et des paysages interagissent de façon ponctuelle avec le secteur énergétique. Le principal point qui représente un enjeu est l'intégration des nouvelles infrastructures au sein des paysages, avec de nouveaux défis liés au développement des énergies renouvelables (intégration de panneaux solaires au patrimoine bâti, intégration paysagère de champs d'éoliennes ou de centrales solaires au sol, etc.).
Nuisances	Les nuisances sonores sont essentiellement liées aux transports routiers sur le territoire métropolitain. Elles sont ainsi localisées aux abords des axes routiers principaux et font l'objet d'une gestion appropriée. Les mesures voulues par la LTECV et la SNBC, qui devront être prises en compte à travers la SDMP, devraient permettre de réduire ces nuisances dans la mesure où les véhicules à carburants alternatifs sont moins bruyants et rejettent beaucoup moins voire pas de substances dans l'air. Parmi les autres nuisances, l'exposition aux ondes électromagnétiques constitue un point d'attention et susceptible d'évoluer dans les années à venir avec la multiplication des outils connectés et le développement des réseaux digitaux. Les nuisances olfactives potentiellement associées au développement des EnR (méthanisation en particulier) seront également à surveiller. Cependant, cet enjeu peut généralement faire l'objet d'une gestion appropriée au niveau local.

Synthèse des enjeux environnementaux

Le croisement des différents critères utilisés ci-avant permet de mettre en perspective les enjeux environnementaux, en les hiérarchisant selon trois niveaux : enjeux majeurs, enjeux importants, enjeux limités. La table d'enjeu présentée ci-après constitue un point de départ pour l'analyse des incidences prévisibles probables de la PPE et la proposition de mesures

d'évitement / réduction / compensation, cette analyse devant tenir compte à la fois des risques relatifs à la sensibilité environnementale du territoire, des tendances à l'œuvre, et des marges de manœuvre dont dispose la programmation pour agir sur l'environnement et infléchir les évolutions tendancielles.

Tableau 5 : Représentation synthétique des niveaux de sensibilité, tendances d'évolution, et degrés d'interdépendance relatifs à chaque thématique environnementale.

Thématique	Sensibilité	Tendances d'évolution	Degré d'interdépendance	Niveau d'enjeu
Energies et changement climatique	● ● ●	↗		Majeur
Qualité de l'air	● ● ●	→		Majeur
Risques naturels et technologiques	● ●	↘		Important
Milieux naturels et biodiversité	● ● ●	↘		Important
Utilisation et pollution des sols	● ● ●	↘		Important
Ressource en eau	● ● ●	↗		Important
Ressources et déchets	● ●	↗		Important
Paysages et patrimoine	● ●	↘		Important
Nuisances	●	→		Limité

Sols, paysages et biodiversité : des points d'attention dans le cadre du développement des énergies renouvelables

Des biocarburants sources de conflits d'usage des sols

Dans le cadre de la production de biocarburants de première génération, le risque de concurrence entre les filières alimentaires et énergétiques en matière de production agricole existe. Selon un rapport de la Cour des Comptes, ces derniers utilisaient pour la culture de leur matière première un peu moins de 6% de la Surface Agricole Utile (ou SAU) en 2010, soit 1,7 Mha . En particulier, les 1,45 Mha de plantes oléagineuses (dont le Colza) dédiées à la production de biodiésel étaient en directe concurrence avec la production d'huile alimentaire. En ce qui concerne les changements d'affectation des sols indirects (CASI) liés au développement des biocarburants de première génération (produits à partir de matières premières alimentaires), la Commission européenne a proposé de fixer un plafond pour les biocarburants qui ont un effet CASI tout en préservant les investissement réalisés. La directive 2015/1513 du 9 septembre 2015 fixe un niveau maximal de 7 % de la consommation finale d'énergie dans les transports en 2020 pour les biocarburants de première génération qui ont un effet CASI. Elle prévoit également une incitation à la transition vers les biocarburants produits à partir de matières premières n'entrant pas en concurrence avec l'alimentation, en demandant aux États membres de fixer des objectifs nationaux sur la base d'une valeur de référence minimale de 0,5%. Selon Solagro (http://www.solagro.org/site/384.html), les 7% de biocarburants équivaudrait à un peu moins de 2,4Mha de SAU dédiée à la production de biocarburants dans le cadre d'un équilibre entre l'utilisation de biodiésel et de bioéthanol. La production de biocarburants avancés (notamment à partir de résidus agricoles et forestiers et d'algues) ne devrait pas avoir de répercussion significative en termes d'usage des sols.

Une faible pression des installations solaires centralisées sur la ressource foncière

En revanche, la production d'électricité à partir de panneaux photovoltaïques installés au sol ne rentre actuellement pas significativement en concurrence avec d'autres utilisations des sols, et ne devrait pas l'être à l'avenir. La capacité totale du parc de production photovoltaïque raccordée au réseau fin 2014 est estimée à 5 589 MW (dont 5 400 MW en métropole) . A fin 2013, les centrales au sol mobilisaient 27 % de la puissance totale des modules photovoltaïques installés, les 73% restants étant constitués de systèmes décentralisés.

En considérant qu'un MW installé au sol correspond à l'équivalent de 1 à 3 ha au sol , et en considérant qu'environ 27% de la puissance installée en France correspond à des centrales au sol, les centrales photovoltaïques au sol représenteraient à fin 2014 une surface totale comprise entre 1 400 et 4 400 ha, soit 0,03% - 0,09% du total des

surfaces artificialisées en 2012 (de l'ordre de 5 millions d'ha). Si cette surface occupée demeure relativement faible, les tendances d'évolution montrent une hausse de la part du photovoltaïque dans la puissance raccordée : selon l'ADEME, la part des centrales au sol dans le total des puissances installées annuelles est passée de 25 % en 2011 à 39 % en 2013. Il convient d'accorder une attention particulière au sujet, en veillant à maîtriser la consommation d'espaces naturels et agricoles pour l'installation de centrales au sol, ainsi qu'à la qualité d'insertion paysagère des centrales. Il est notamment possible de privilégier l'utilisation de terrains dégradés (friches, sites pollués, etc.) et déjà artificialisés.

Les infrastructures énergétiques, un enjeu paysager

Au regard des différents objectifs de développement des énergies renouvelables en France il devient nécessaire pour les territoires d'à la fois diminuer leurs consommations d'énergie et de les couvrir par le moyen d'une énergie produite localement. Doivent donc s'intégrer dans le paysage, non seulement les moyens de distribution de l'énergie mais aussi de sa production. Les enjeux d'intégration paysagère concernent en particulier :

► l'intégration des dispositifs de production décentralisée (panneaux solaires intégrés au bâti, micro-éoliennes, unités de méthanisation, etc.) au paysage de proximité, en tenant compte de la valeur patrimoniale des paysages bâtis et agro-naturels,

► l'intégration des dispositifs solaires centralisés (i.e. centrales solaires au sol de grande capacité) et champs éoliens en mer et sur terre dans le grand paysage.

Ces enjeux sont d'autant plus prégnants que les unités de production renouvelable peuvent être amenées à prendre place au sein des espaces péri-urbains, particulièrement concernés par les conflits d'usages et les questions d'identité paysagère. Des études paysagères sont donc à mettre en place dès l'amont des projets, ainsi qu'une concertation suffisamment large pour désamorcer les potentielles contestations.

4. EXPLICATION DES CHOIX RETENUS AU REGARD DES SOLUTIONS DE SUBSTITUTION RAISONNABLES

Une élaboration ayant mobilisé l'ensemble des parties prenantes

L'ensemble des parties prenantes susceptibles d'être intéressées par la mise en œuvre de la PPE ont été associées à la démarche d'élaboration du document. Le processus de consultation organisé au cours du printemps 2015 s'est traduit par la tenue de 22 ateliers, rassemblant près de 800 participants, près de 130 présentations et plus d'une centaine de contributions écrites. Ces ateliers ont notamment porté sur les thématiques suivantes :

- Développement des énergies renouvelables
  - Eolien terrestre - éolien en mer
  - Photovoltaïque
  - Biomasse et biocarburants
  - Hydroélectricité
  - Energies marines
  - Géothermie
  - Chaleur dans le secteur domestique
  - Chaleur dans le secteur collectif et tertiaire
  - Chaleur dans les secteurs de l'industrie, agricole, de l'énergie
  - Chaleur fatale et de récupération
  - Réseaux de chaleur
- Demande énergétique : scénarios et évolution des usages
- Energie et transports
- Sécurité d'approvisionnement en électricité et en gaz
- Electricité
  - Nucléaire : enjeux et défis liés à la baisse de la part de nucléaire
  - Diversification du mix et réconciliation offre-demande électrique
  - Stockage de l'électricité, flexibilisation de la demande et réseaux (smart grids)
  - Impact de l'évolution du mix sur les réseaux
- Gaz
  - Réconciliation offre-demande gazière
  - Réseaux de distribution de gaz et nouveaux usages du gaz naturel
  - Réseaux de transport de gaz et capacités de regazéification
- Produits pétroliers
  - Marché des produits pétroliers en France
  - Raffinage et logistique pétrolière

Ces ateliers et échanges ont permis de discuter des objectifs de développement fixés par la PPE par filière, en tenant compte des enjeux environnementaux, économiques et sociaux associés. La tenue de ces consultations en amont du processus a permis d'intégrer la vision des parties prenantes dès le début de l'élaboration du document et de rechercher ainsi à concilier l'horizon politique visé avec les réalités des filières énergétiques.

Un comité de suivi réunissant le CNTE, le CSE, des parlementaires, des exploitants, des fédérations professionnelles, des ONG, des organisations de défense des consommateurs et d'autres acteurs du secteur de l'énergie a par ailleurs été constitué et informé de l'avancée des travaux de préparation de la PPE tout au long de la démarche. Ce comité de suivi a été réuni à diverses reprises. Les débats tenus lors de ces réunions ont contribué à orienter les choix de la PPE et à valider les objectifs fixés.

Enfin, les différents ministères ont été associés aux choix des orientations de la PPE au travers d'un comité de pilotage.

Concernant le volet SDMP de la PPE, des ateliers spécifiques ont été organisés. Un atelier « Energie et Transport » a été conduit le 11 mai 2015 afin de présenter la PPE aux différentes parties prenantes, ainsi que les autres textes directeurs qui influencent le développement des transports (SNBC, PREPA, etc.). Cet atelier a notamment permis d'exposer et de débattre des scénarios élaborés dans le cadre de la LTECV qui président aux orientations prises dans la SDMP. Certains

domaines spécifiques de la mobilité ont été abordés, tels que le fret, la demande d'hydrocarbures, les carburants à base de gaz, l'électromobilité, etc.

Un second atelier « Stratégie de développement de la mobilité propre » s'est déroulé le 15 décembre 2015. Il avait pour objectif de présenter le document d'initialisation de la SDMP, les scénarios de mobilité envisagés et les orientations retenues, et de recueillir les remarques et points d'attentions formulés par les parties prenantes sur ces différents sujets.

Par ailleurs, la SDMP rassemble des orientations prises par des documents stratégiques qui lui sont antérieurs, dont une présentation détaillée est proposée au chapitre 2 du présent document. Il est important de souligner que les orientations et les actions qui découlent de ces différents textes ont été soumises à une concertation préalable, dans le cadre d'élaboration de ces documents stratégiques.

Ces ateliers et échanges ont permis de discuter des mesures engagées par la SDMP sur chaque levier stratégique, en tenant compte des enjeux environnementaux, économiques et sociaux associés. La tenue de ces consultations en amont du processus a permis d'intégrer la vision des parties prenantes dès le début de l'élaboration du document et ainsi de concilier l'horizon politique visé avec les réalités de l'offre de mobilité.

Une intégration des considérations environnementales tout au long du processus d'élaboration de la PPE

L'EES a permis, tout au long de l'élaboration de la PPE, d'intégrer la dimension environnementale au cours des différentes étapes de définition des orientations et objectifs de la PPE. L'articulation entre le processus d'élaboration de la PPE et l'EES est décrite dans le schéma ci-dessous, qui met en avant les principales étapes de prise en compte de l'environnement dans la définition des choix stratégiques de la PPE.

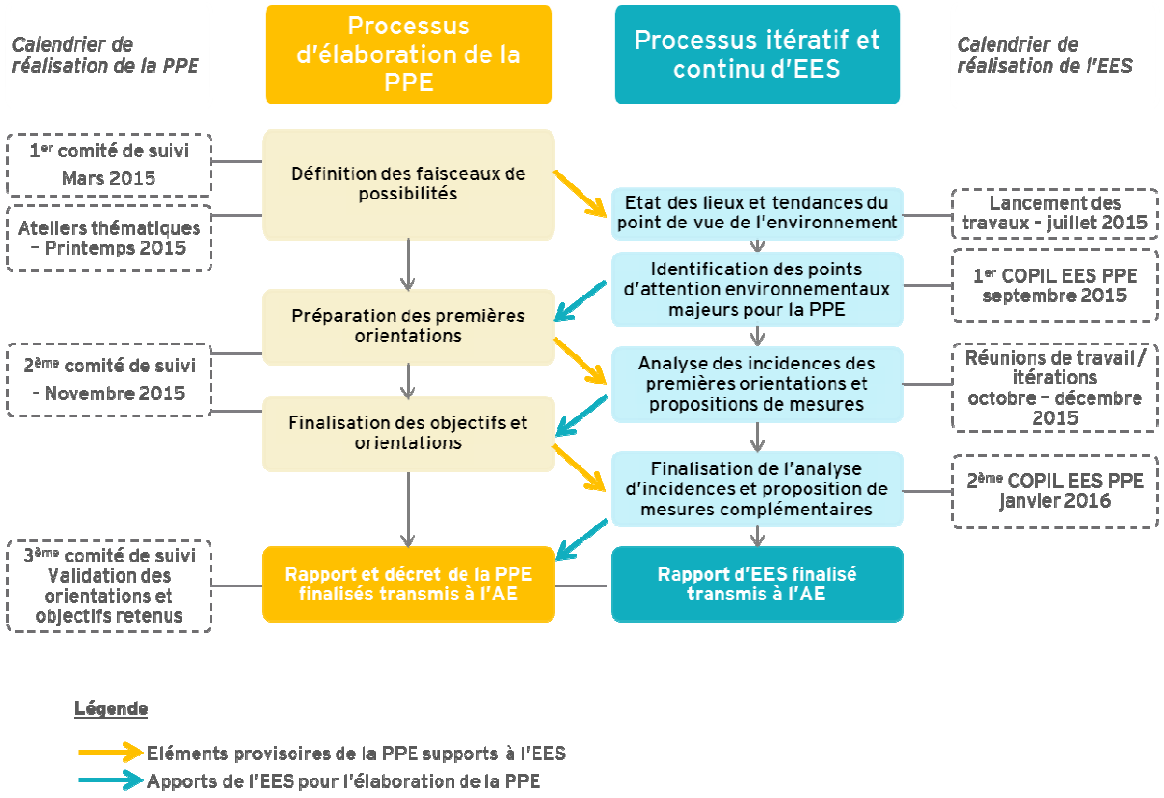


Figure 53 : : illustration de l'articulation entre le processus d'élaboration de la PPE et le processus itératif et continu d'EES

Afin d'améliorer le bilan environnemental de la PPE, une analyse des risques environnementaux a été menée sur la base des points d'attention soulevés par l'EES, et a permis de retenir dans la PPE les recommandations environnementales jugées prioritaires. Les autres recommandations ne constituent pas, au terme de cette même analyse, une priorité. Néanmoins, elles devront faire l'objet d'une analyse au cours de la première période de la PPE. Le tableau 16 en partie 6 récapitule les mesures retenues dans la PPE ou déjà satisfaites.

L'EES a notamment permis de dégager les tendances d'évolution probable de l'environnement en comparaison à un scénario de référence (pour chacune des thématiques environnementales), ce qui a nourri les choix finaux concernant les objectifs et orientations de la PPE. Le chapitre 8 détaille les aspects méthodologiques relatifs à la notion de scénario de référence.

Des marges de manoeuvre délimitées par la loi

En préalable, il est nécessaire de rappeler que les choix ayant conduit aux objectifs et orientations fixés par la PPE s'inscrivent dans un cadre déjà précisé par la LTECV, définissant de nombreux outils et dispositifs concrets à mettre en œuvre pour la transition énergétique, et la SNBC, fixant les objectifs et orientations pour la réduction des émissions de gaz à effet de serre nationales. Le contenu de la SNBC et la manière dont la PPE s'articule avec cette stratégie font l'objet d'une description au chapitre 2 du présent rapport d'évaluation. La LTECV définit également précisément le périmètre d'action de la PPE (voir description détaillée au chapitre 2).

Dans ce cadre, les principaux choix relevant de la PPE résident dans les choix intertemporels dans le rythme de développement des énergies renouvelables et la répartition par filière des objectifs.

- Il s'agit de préciser, à l'intérieur du cadre défini par la LTECV à horizon 2030 en matière d'objectifs de consommation et de production à partir d'énergies renouvelables, et en tenant compte des engagements européens et nationaux en la matière à horizon 2020, la trajectoire et les différents « points de passage » permettant d'atteindre ces objectifs.
- Il s'agit également de détailler la répartition par filière des objectifs fixés par la Loi et déclinés dans la trajectoire portée par la PPE.

Les choix relevant de la PPE portent, dans une moindre mesure, sur les orientations stratégiques de la PPE pour accompagner les ambitions de la LTECV et de la SNBC. Ce type d'orientations doit tenir compte, de fait, des autres documents programmatiques prévus par la LTECV (exemple : SNMB, PNFB, PREPA, etc.), à réaliser après la PPE, et qui approfondiront certaines thématiques que la PPE n'a pas vocation à explorer seule (la description de l'articulation de la PPE avec ces documents est présentée au chapitre 2).

Il est enfin rappelé que la PPE est itérative et que la première PPE porte sur une période réduite et devra être révisée dès 2018. Les choix effectués ont ainsi vocation à être ajustés, si cela s'avère nécessaire, pour les prochaines périodes de programmation.

De même, les choix ayant conduit aux orientations et actions formulées dans la SDMP s'inscrivent dans un cadre déjà précisé par les différentes stratégies préexistantes. De ce fait, l'une des valeurs ajoutées de la SDMP tient dans la mise en cohérence des différentes programmations existantes ou en cours de programmation. La SDMP détaille des actions concrètes qui permettront d'atteindre les objectifs fixés par la LTECV, dans le cadre des leviers stratégiques identifiés par la SNBC. Elle rassemble pour cela les mesures déjà engagées dans le cadre d'un certain nombre de stratégies, plans d'action et programmes sectoriels qui préexistent à la SDMP, par exemple dans le domaine de la logistique, du fret, de la mobilité active, de la mobilité connectée, etc. La SDMP permet donc de mettre en cohérence ces différents documents sectoriels et d'inscrire leurs orientations stratégiques dans une démarche commune. Le détail des documents stratégiques repris par la SDMP est disponible au chapitre 2 de la présente annexe.

Parallèlement, la SDMP identifie des domaines d'action stratégiques encore non couverts par des documents sectoriels, ainsi que des actions complémentaires nécessaires à l'atteinte des objectifs fixés par la LTECV et la SNBC, correspondant à des leviers de mise en œuvre des stratégies déjà identifiées. Elle complète donc les démarches déjà engagées, et propose d'élaborer d'autres stratégies sectorielles afin de soutenir la mise en œuvre des actions suggérées dans ces domaines. Les actions supplémentaires envisagées concernent, entre autres, le covoiturage, la multimodalité, les transports en commun, la route à énergie positive et les véhicules autonomes. Ces actions sont distinguées sous forme d' « actions nouvelles » dans le rapport de la SDMP.

Des choix issus du croisement de considérations environnementales, économiques et sociales

La PPE, par rapport aux précédentes programmations pluriannuelles s'appliquant à l'électricité (PPI électricité), au gaz (PIP Gaz) et à la chaleur (PPI chaleur), est un objet nouveau permettant une approche intégrée pour la détermination de l'avenir du système énergétique national. Par rapport à la situation antérieure, ce traitement intégré de l'ensemble des énergies permet une vision plus globale, et la réalisation de choix stratégiques tenant compte des équilibres économiques et environnementaux entre filières et ressources. Le fait que la PPE soit de plus soumise à des exercices d'évaluation ex ante - notamment l'exercice d'évaluation environnementale stratégique - favorise une approche globale de développement durable dans l'élaboration de cette programmation.

Cette forte intégration des différentes thématiques de la politique énergétique s'appuie sur les orientations de long terme fixées par la LTECV (2030 et 2050), dans lesquelles la PPE doit s'inscrire. Ce fort niveau d'intégration suppose également de tenir compte des incertitudes inhérentes à l'évolution du secteur énergétique, et de prévoir des orientations réalistes et tenant compte des probabilités d'occurrence de différentes options : les orientations en matière de sécurité d'approvisionnement justifient par exemple d'anticiper des trajectoires énergétiques qui ne correspondent pas à l'objectif visé.

Les principaux motifs relatifs au développement durable ayant conduit à l'élaboration de la PPE sont explicités ci-après. L'explication des différents choix retenus retrace les principales considérations ayant mené aux grandes orientations inscrites au sein de la PPE. Pour chacun des choix expliqués, elle évoque les autres alternatives n'ayant pas été retenues - lorsque de telles alternatives ont été identifiées, et les raisons, notamment environnementales, pour lesquelles elles n'ont pas été retenues.

Des hypothèses de demande à la source de l'ensemble des projections établies par la PPE

Conformément aux dispositions de la LTECV, la PPE doit se fonder sur des projections de demande établies en fonction de différentes hypothèses, notamment d'évolution démographique, de situation économique et d'efficacité énergétique. Des projections haute et basse de demande ont ainsi été établies aux horizons 2018 et 2023. Les hypothèses utilisées pour l'établissement de ces projections sont détaillées dans l'annexe 2 de la PPE, et proviennent des sources suivantes :

- Les hypothèses d'évolution démographique prennent appui sur les projections de l'INSEE 2010.
- Les hypothèses de cadrage macro-économique sont issues des recommandations de la Commission européenne concernant la France, et une hypothèse de taux de croissance plus élevé a été envisagée dans le second scénario.
- Les hypothèses d'efficacité énergétique proviennent des travaux préparatoires prospectifs communs à la SNBC et à la PPE, et prennent appui sur 2 hypothèses contrastées, l'une intégrant les mesures déjà proposées par la LTECV et en place, l'autre allant au-delà en intégrant les actions complémentaires nécessaires pour atteindre l'ensemble des objectifs de la LTECV. Ces hypothèses sont décrites en détail dans le rapport sur les scénarios prospectifs DGEC 2035[54].

Le croisement des différentes hypothèses macro-économiques et d'efficacité énergétique, appliquées aux projections démographiques, conduit à un scénario de référence de la PPE et une Variante s'agissant de l'évolution des besoins énergétiques. Ces scénarios ont contribué à l'élaboration des choix retenus pour la PPE.

Ils permettent tout d'abord de tracer un faisceau de possibilités quant à l'évolution de la demande énergétique, dessinant ainsi les limites basse et haute de développement des moyens de production énergétiques, les moyens de production envisagés devant correspondre au minimum à l'hypothèse de consommation basse (et un maintien du solde énergétique exportateur de la France), et les hypothèses de dimensionnement des dispositifs de pointe et de sécurisation de l'approvisionnement devant envisager la possibilité de réalisation de l'hypothèse de consommation haute.

Ils éclairent ensuite les décisions à prendre en matière d'efficacité énergétique, en permettant d'envisager les gains d'énergie consommée (et d'émissions de GES) associés au passage du scénario haut des besoins énergétiques au scénario bas. Du fait de cette double importance, les hypothèses retenues pour l'élaboration des scénarios ont prioritairement répondu à un souci d'équilibre entre réalisme et ambition, tant en ce qui concerne le cadrage macro-économique que les hypothèses d'efficacité énergétique.

Les projections en termes de moyens de production énergétique s'inscrivent dans le faisceau d'incertitude dessiné par ces deux scénarios. Les choix retenus par la PPE en matière de maîtrise de la demande visent à faire tendre la trajectoire de consommation vers l'hypothèse basse, en prenant appui sur les actions identifiées par la SNBC (mesures complémentaires visant à atteindre les objectifs de la Loi).

Un choix de diversification du bouquet électrique renouvelable tenant compte des caractéristiques techniques, économiques et environnementales des différentes filières

Une nécessaire montée en puissance des énergies renouvelables pour s'affranchir de la dépendance aux énergies fossiles et diversifier l'approvisionnement énergétique

Dans un contexte de diminution du nucléaire au sein du mix électrique national institué par les objectifs de la LTECV, le développement rapide des énergies renouvelables a été considéré comme prioritaire pour éviter le recours à des moyens fossiles supplémentaires ou à des importations d'électricité fortement carbonée et permettre ainsi une cohérence de la PPE avec les objectifs de la SNBC.

L'atteinte de l'objectif de réduction de la consommation primaire d'énergies fossiles de 30% à 2030 par rapport au niveau de 2012 implique un développement des énergies renouvelables de substitution : chaleur renouvelable, gaz renouvelable et carburants renouvelables dans l'ensemble des secteurs. Ces substitutions doivent tenir compte des impacts environnementaux, des contraintes techniques et du coût efficacité.

Les objectifs quantitatifs définis pour les différentes énergies renouvelables ont été déterminés en tenant compte des objectifs fixés aux niveaux européen d'une part, et national au sein de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte d'autre part[55], et ont tenu compte des projections haute et basse en matière de demande afin d'établir des projections réalistes. Ainsi, une fourchette de 150-167 TWh d'électricité produite d'origine renouvelable a été retenue, dans la mesure où elle permet d'être sur la trajectoire des 40 % d'électricité produite d'origine renouvelable dans un scénario de consommation électrique « plate » (voir chapitre 1.1 du volet relatif à l'offre d'énergie). En cas d'augmentation de la consommation électrique plus importante que prévue, l'atteinte de l'objectif de 40% d'électricité produite d'origine renouvelable nécessiterait de revoir à la hausse les objectifs de production d'électricité renouvelable dans la prochaine PPE.

[54] MEDDE / DGEC, septembre 2015, Scénarios prospectifs Energie - Climat - Air pour la France à l'horizon 2035

[55] Augmentation de la part des énergies renouvelables à 23 % de la consommation finale brute d'énergie en 2020 et à 32 % de cette consommation en 2030 ; avec en 2030 une part de 40 % de la production d'électricité d'origine renouvelable, de 38 % de la consommation finale de chaleur renouvelable, de 15 % de la consommation finale des transports d'origine renouvelable et 10 % de la consommation de gaz d'origine renouvelable

Le recours à un bouquet diversifié fonction des exigences technico-économiques et environnementales

Les choix précis par filière résultent d'une recherche d'optimisation selon quatre dimensions : économique, technique, sociale, et environnementale. Au regard de ces enjeux, aucune filière ne paraît permettre à elle seule d'atteindre les objectifs et une combinaison des différentes filières est nécessaire. Le choix du mix électrique renouvelable a tenu compte des études préalables, menées notamment par l'ADEME[56], et montrant que le mix électrique optimal ne sature jamais la technologie dont le coût de production est le plus faible, ce qui illustre la complémentarité des technologies et la nécessité d'un bouquet diversifié.

Le choix d'un bouquet diversifié a également reposé sur

- la prise en compte des exigences environnementales existantes : une concentration des exigences sur une seule ressource, ou sur une localisation précise, liée au développement prioritaire d'une seule source d'énergie, n'étant ni souhaitable ni envisageable. Par exemple le recours à la biomasse uniquement pour couvrir les objectifs de production d'électricité renouvelable aurait été à l'origine d'une pression trop importante sur les ressources disponibles ; le recours au solaire photovoltaïque uniquement aurait conduit à une concentration des pressions environnementales dans les régions les plus propices à son développement (sud et ouest), quand le recours à l'énergie éolienne uniquement aurait conduit à un impact concentré dans la partie nord de la France.
- La prise en compte de l'intermittence de certaines énergies et des besoins de stockage, le foisonnement des énergies renouvelables permettant un lissage des productions. Il s'agit notamment de soutenir le développement de filières non intermittentes (biomasse/biogaz/géothermie).

Tableau 6 : Représentation synthétique des considérations environnementales, économiques et techniques ayant mené au choix du mix électrique renouvelable de la PPE

	Enjeu				Gisement restant à développer
	financier	environnemental	Faisabilité	intégration au système électrique	
hydroélectricité	Energie peu coûteuse (énergie la moins coûteuse actuellement)	Fortes contraintes environnementales	Fortes contraintes de faisabilité	énergie pilotable	limité
éolien terrestre	Energie peu coûteuse	Contraintes environnementales moyennes	Fortes contraintes de faisabilité	Production énergétique variable	non limitant à moyen terme
photovoltaïque	Energie peu coûteuse et tendance à la diminution des coûts	Contraintes liées à l'usage des sols et notamment aux terres agricoles et naturelles)	Faibles contraintes de faisabilité	Production énergétique variable	non limitant à moyen terme
biomasse	Coûts variables selon les filières (déchets, bois-énergie, biogaz)	Contraintes liées à la gestion de la ressource et nécessitant de prioriser les usages de la biomasse)	Contraintes de faisabilité moyennes	énergie pilotable	Limité à moyen terme
géothermie électrique	Coûts de production élevés, baisses de coûts attendues	Contraintes moyennes (risques environnementaux maîtrisés)	Faibles contraintes de faisabilité	énergie pilotable	limité
filières marines	Energies non compétitives pour le moment	Enjeux à déterminer plus précisément	Contraintes de faisabilité moyennes	Production énergétique variable	Non limitant

Indication de lecture

	Très faibles contraintes / contraintes inexistantes
	Contraintes moyennes
	Contraintes importantes voire très importantes

Les objectifs de développement des énergies renouvelables électriques retenus par la PPE sont rappelés ci-après, ainsi que les propositions des acteurs économiques recueillies lors des consultations. Les considérations environnementales, économiques et sociales ayant mené à ces choix précis et en réponse à l'enjeu d'optimiser chaque filière en fonction des réalités économiques pour assurer la sécurité et flexibilité du système électrique sont détaillées par la suite.

[56] ADEME, octobre 2015, Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations

Tableau 7 : Représentation synthétique des objectifs de développement des EnR retenus par la PPE et de ceux proposés par les acteurs économiques.

	Objectif PPE 2018	Objectif PPE 2023		Proposition des parties prenantes
		Option basse	Option haute	
Eolien terrestre	14,3 GW Soit + 5,2 GW	21,8 GW (+1,5 GW/an)	26 GW (+2,3 GW/an)	13 à 15 GW en 2018 20,2 à 30 GW en 2023
Solaire photovoltaïque	10,2 GW Soit + 4,9 GW	18,2 GW (+1,6 GW/an)	20,2 GW (+ 2 GW/an)	8 à 10,3 GW en 2018 16,5 à 25GW en 2023
Hydroélectricité	-	2 TWh / 500 MW	3 TWh / 750MW	4,3 TWh en 2023 Dont 1,9 à 2,6 TWh (petite hydroélectricité)
Biomasse solide et biogaz	677 MW	1 GW (+50MW/an)	1,3 GW (+85MW/an)	+150 à +200 MW / an à partir de 2017
Eolien en mer posé	0,5GW	3 GW 0,5 GW et 6 GW supplémentaires attribués, en fonction des concertations sur les zones propices, du retour d'expérience de la mise en œuvre des premiers projets et sous condition de prix		0 à 0,5 GW en 2018 3,9 à 8 GW en 2023, dont 1,5 à 2 GW flottants 7 à 8 GW d'AO supplémentaires dont 1 à 2 GW flottants
Energies marines renouvelables (éolien flottant, hydrolien, etc.)	-	0,1 GW 0,2 GW à 2 GW supplémentaires attribués, en fonction du retour d'expérience des fermes pilotes et sous condition de prix		20 MW en 2018 + 1 GW d'AO supplémentaire 0,5 à 1 GW en 2023 + 1 GW d'AO supplémentaire
Géothermie électrique	8 MW	53 MW		8 MW en 2018 53 MW en 2023

Pour certaines filières (biomasse-électricité, éolien terrestre, hydroélectricité), la PPE a retenu des objectifs de développement en deçà des propositions qui avaient pu être exprimées par les acteurs de ces filières. De tels choix s'expliquent notamment par la prévalence de critères environnementaux :

- L'usage de la ressource biomasse a été privilégié pour la production de chaleur plutôt que pour la production d'électricité. Ce choix répond à un double souci d'efficacité - les installations de production de chaleur affichant de meilleurs rendements - et de limitation des pressions exercées sur la ressource en biomasse, par ailleurs susceptible de présenter des conflits avec des usages non énergétiques ;
- L'éolien terrestre est une filière au potentiel très important, mais pouvant se heurter, selon les situations, à des difficultés locales (contraintes de faisabilité, recours administratifs ralentissant le développement des projets, etc.). Les objectifs finalement retenus ont tenu compte de ce facteur limitant, tout en prévoyant les moyens nécessaires au déblocage de certaines de ces contraintes (anticipation de la concertation, développement des approches participatives, etc.).
- Les objectifs de développement de l'éolien en mer ont quant à eux tenu compte des contraintes de faisabilité actuelles, des incertitudes existantes au regard des potentielles incidences environnementales de la filière et de ses coûts élevés.
- Les objectifs de développement de l'hydroélectricité ont tenu compte de la baisse actuelle de production hydroélectrique sous l'effet des exigences environnementales renforcées, notamment du relèvement des débits réservés. Les choix ont visé à préserver la capacité de flexibilité de l'hydroélectricité, énergie essentielle pour l'accueil dans le système électrique d'une capacité croissante d'énergies renouvelables, tout en anticipant une relance du développement de la filière à moyen terme dans des conditions de compatibilité avec la sensibilité écologique des milieux.

Le développement des filières éolienne terrestre et solaire photovoltaïque, représentant les filières les plus matures actuellement dans le contexte métropolitain, s'est fait en tenant compte des contraintes et opportunités de développement inhérentes à chaque filière (intégration paysagère, utilisation des sols, etc.), en cherchant ainsi à maximiser le potentiel de développement de chacune de ces deux filières tout en tenant compte des incidences environnementales inhérentes à ce développement.

- Les choix en matière de développement de l'énergie solaire photovoltaïque ont notamment tenu compte des incidences du développement de la filière sur l'utilisation des sols. Les objectifs finalement retenus au regard du solaire photovoltaïque au sol permettent de s'inscrire dans les superficies disponibles sans impact sur les espaces naturels ou agricoles (cf. chapitre 5 pour l'analyse détaillée des incidences). Dans la réalisation de ces choix, le potentiel de développement du solaire sur bâtiment, plus coûteux mais sans incidence en matière d'artificialisation des sols, a été intégré afin de réduire l'empreinte du développement de la filière.
- Les choix en matière de développement de l'énergie éolienne terrestre ont tenu compte des incidences paysagères potentielles de projets et des répercussions associées sur la faisabilité des projets. Les objectifs ambitieux fixés par la PPE sont conditionnés à la mise en place d'une consultation active des populations locales et à une recherche de minimisation systématique et en amont des incidences paysagères (voir les recommandations de l'EES proposées au chapitre 6). Ils ont également tenu compte de la possibilité de réduire, à long terme, les incidences paysagères de la filière par le renouvellement des installations existantes (cf. encadré).

L'accroissement des capacités de production éoliennes par le redimensionnement d'installations existantes pour réduire les incidences paysagères de la filière ?

A long terme, les scénarii les plus ambitieux de développement de l'énergie éolienne présentent des risques de saturation du territoire : une fois que les sites propices au développement de l'énergie éolienne, où les incidences environnementales et paysagères sont maîtrisées, auront été exploités, il pourrait être nécessaire de commencer à exploiter des sites plus sensibles.

Dans ce cas le redimensionnement d'installations existantes (ou *repowering*) peut apparaître comme une solution : il consiste à augmenter la puissance produite par une éolienne, sans en changer la localisation, le plus souvent en démantelant l'éolienne existante et en la remplaçant par une éolienne de capacité supérieure. Un projet de *repowering* est néanmoins équivalent à un nouveau projet d'éolien à plusieurs égards. En effet, les nouvelles éoliennes, pour gagner en puissance, doivent être plus grandes, ce qui entraîne de nouvelles considérations en termes d'intégration paysagère, d'impact sur la biodiversité ou encore de réglementation. Si les incidences sont a priori moindres que sur un site préalablement non occupé, elles ne sont pour autant négligeables. Par exemple, si l'évolution de la taille des éoliennes est significative, il sera nécessaire de prévoir d'en évaluer les impacts sur le paysage (enjeux de rupture d'échelle, effet de surplomb, etc.).

Le redimensionnement d'installations existantes semble néanmoins pertinent lors de l'arrivée en fin de vie d'un parc. Il permet de profiter du démantèlement programmé d'un parc, afin de continuer à exploiter un gisement d'énergie éolienne important. Il s'agit d'une opportunité d'augmenter les capacités de production d'énergie éolienne au prix d'incidences a priori moindres. Dans la mesure où les parcs d'éoliennes en France sont encore trop récents pour prévoir leur *repowering* à court terme, cette pratique ne devrait constituer un marché significatif qu'à partir de 2025-2030.

Pour l'heure, il paraît pertinent d'anticiper la fin de vie des nouveaux parcs d'éoliennes, en favorisant l'écoconception des éoliennes (qui pourrait notamment permettre leur recyclage) et en évaluant dès la phase de projet le potentiel de renouvellement futur des installations.

Des choix en matière de sécurité d'approvisionnement électrique dictés par l'importance des enjeux environnementaux

Face à la montée en puissance des énergies renouvelables, pour partie non pilotables, visée par la loi et prévue par la PPE, la nécessité d'assurer la sécurité d'approvisionnement constitue un enjeu renouvelé. Dans un contexte de baisse progressive du nucléaire, plusieurs alternatives sont possibles à cet égard :

- Possibilité 1 : le recours prépondérant aux centrales thermiques à combustible fossile pour passer les pointes de consommation. Une telle option peut mener à l'augmentation des capacités thermiques fossiles.
- Possibilité 2 : Le développement d'alternatives aux centrales thermiques fossiles, telles que les solutions d'effacement, l'amélioration de la flexibilité des réseaux, et le déploiement de solutions de stockage innovantes en anticipation des besoins de stockage à long terme (horizon 2030).

Le choix retenu au sein de la PPE consiste en une limitation des moyens thermiques fossiles et en un développement de la flexibilité du système électrique. Ce choix a été prioritairement guidé par des considérations environnementales, les centrales thermiques contribuant fortement aux émissions de GES nationales et ayant des incidences non négligeables sur la qualité de l'air. Les enjeux technico-économiques liés à ce choix ont été étudiés en détail. En particulier, il est apparu nécessaire de s'assurer que les moyens de flexibilité envisagés par la PPE soient suffisants au regard du rythme de développement des énergies renouvelables, et ne remettent pas en cause la sécurité d'approvisionnement. Le bilan prévisionnel 2015 établi par RTE et les études disponibles sur le stockage et l'intégration des énergies renouvelables au réseau[57] indiquent que la gestion de l'intermittence des énergies renouvelables, dans une trajectoire de développement

[57] ADEME, 2013, étude sur le potentiel de stockage d'énergies ; ADEME, 2015, vers un mix 100% Renouvelable ?

comparable voire supérieure à celle envisagée par la PPE, n'est pas de nature à créer des difficultés pour le système électrique à l'horizon 2023 mais posera un enjeu de stockage à l'horizon 2030. L'option retenue par la PPE vise à limiter le recours aux centrales thermiques fossiles de pointe à court terme, et anticiper le nécessaire développement des solutions de flexibilité et de stockage les plus adaptées à l'intermittence des énergies renouvelables de manière à couvrir les besoins futurs sur le long terme.

La PPE prévoit, en outre, de développer l'effacement, qui constitue une alternative privilégiée pour réduire les pointes de consommation, par rapport aux capacités de production de pointe qui sont en général alimentées par des combustibles fossiles et consomment des ressources. Les objectifs retenus concernant le marché de l'effacement (5 GW à 2018 et 6 GW à 2023) ont tenu compte des gisements accessibles identifiés préalablement en lien avec RTE, en tenant compte du secteur résidentiel (50% du gisement, en tenant compte notamment du déploiement des compteurs communicants) et des secteurs industriel et tertiaire (50% du gisement, avec une importante variabilité selon les secteurs). Des objectifs plus ambitieux en matière d'effacement paraissaient difficilement réalisables, en tout cas dans le contexte actuel, du fait des grandes variabilités de gisement selon les secteurs économiques, ainsi que des perspectives de suppression des tarifs réglementés « EJP » (Effacements Jour de Pointe).

Des objectifs de développement de la chaleur réalistes du point de vue économique, technique et environnemental

La fixation des objectifs en matière de développement de la chaleur renouvelable à 2018 et à 2030 tient compte des paramètres suivants :

- Ces objectifs permettent de se mettre sur la trajectoire de l'objectif fixé par la loi sur la transition énergétique de 38% de chaleur renouvelable à l'horizon 2030.
- Ces objectifs sont cohérents avec la trajectoire fixée pour l'atteinte de l'objectif de multiplication par 5 de la quantité de chaleur et de froid renouvelable et de récupération livrée par les réseaux à l'horizon 2030.
- Ils tiennent compte du retard ou de l'avancée de chaque filière au titre des objectifs à l'horizon 2020 ce qui conduit à réévaluer leur potentiel. En 2013, la part des énergies renouvelables pour la chaleur s'élève à 17,9 % alors que la trajectoire fixée par le PNA ENR est de 20,5 % (33 % en 2020).
- Les objectifs qui ont été fixés pour chaque filière ont été bâtis également en s'appuyant sur les ateliers menés dans le cadre de la programmation pluriannuelle de l'énergie sur la période de mars à juin 2015, ainsi que sur les données issues des SRCAE (schémas régionaux climat air énergie) conduits dans les différentes régions. Cela permet d'identifier les forces et faiblesses de chaque filière.

Ainsi, l'objectif fixé par la LTECV en matière de chaleur renouvelable est de porter la part des énergies renouvelables à 38 % de la consommation finale de chaleur en 2030. Les objectifs de 15Mtep en 2018 et 17 à 19Mtep en 2023 fixés par la PPE sont cohérents avec cet objectif, puisqu'ils s'inscrivent dans une trajectoire menant à 20 - 23 Mtep de chaleur renouvelable en 2030. La différenciation de l'objectif en trajectoire haute et basse a tenu compte des scénarii de consommation haute et basse utilisés pour l'élaboration de la PPE.

Tableau 8 : Représentation synthétique des considérations environnementales, économiques et techniques ayant mené au choix des objectifs de développement des filières renouvelables et de récupération de la PPE

	Enjeu			Gisement restant à développer
	financier	environnemental	Faisabilité	
Biomasse solide	Energie peu coûteuse (mais dont la différence de prix avec les solutions fossile s'est réduite)	Contraintes moyennes (en priorisant les usages de la biomasse)	Intermédiaire	non limitant à moyen terme
Pompes à chaleur	Energie peu coûteuse	Peu de contraintes	Forte	non limitant
Géothermie profonde	Coûts de forage élevés mais coûts sur le long terme compétitifs	Contraintes moyennes (risques environnementaux maîtrisés)	Intermédiaire	non limitant à moyen terme
Biogaz	Coûts variables selon les filières	Contraintes moyennes (en priorisant les usages)	Forte	non limitant à moyen terme
Solaire thermique	Coûts de production élevés, baisses de coûts attendues	Contraintes moyennes	Intermédiaire	non limitant à moyen terme
Energies de récupération	Energie peu coûteuse	Peu de contraintes	Intermédiaire	non limitant à moyen terme

Indication de lecture

	Très faibles contraintes / contraintes inexistantes
	Contraintes moyennes
	Contraintes importantes voire très importantes

Afin de pouvoir atteindre ces objectifs, il est apparu nécessaire d'activer l'ensemble des filières de production de chaleur. Il s'agit en effet de multiplier par 1,5 la chaleur renouvelable consommée entre 2013 et 2020, soit de poursuivre voire accentuer les tendances actuelles (la consommation a été multipliée par 1,4 entre 2005 et 2013). L'identification des gisements mobilisables pour chaque filière de chaleur renouvelable (géothermie profonde, PAC, solaire thermique, biogaz, biomasse) a tenu compte de leur maturité respective, afin d'établir des perspectives réalistes à horizon 2018-2023 :

- Filières les plus matures : biomasse solide, pompes à chaleur. Pour ces filières, il a été fixé un objectif de poursuite de la tendance historique pour les pompes à chaleur, dans le respect du PNA ENR. Le bois a été considéré comme prioritaire pour l'atteinte des objectifs de développement de la chaleur renouvelable notamment dans le cadre de chaufferies biomasse dans le collectif, le tertiaire, l'agriculture et l'industrie (voir ci-dessous).
- Filières moins matures : biogaz, géothermie profonde, solaire thermique. Pour ces filières, les objectifs ont tenu compte des difficultés de mobilisation observées lors des 10 dernières années, avec en particulier la non-atteinte à ce jour des objectifs fixés par le PNA ENR sur la période 2005-2020.

Les objectifs de développement des filières chaleur renouvelable et de récupération retenus par la PPE sont rappelés ci-après:

Objectif de consommation finale de chaleur (Mtep)	2018	2023 fourchette basse	2023 fourchette haute
Biomasse	12	13	14
Pompes à chaleur aérothermiques et géothermiques	2,2	2,8	3,2
Biogaz	0,3	0,7	0,9
Géothermie profonde (sans pompes à chaleur)	0,2	0,4	0,55
Solaire	0,18	0,27	0,4
TOTAL	14,88	17,17	19,05

La biomasse solide continue de représenter la part la plus importante de l'objectif de chaleur renouvelable (80% en 2018 et autour de 75% en 2023). La filière bois est en effet considérée comme centrale pour l'atteinte des objectifs fixés. Elle est la principale contributrice à l'objectif de développement de la chaleur renouvelable du fait de l'importance du gisement disponible. Les difficultés de mobilisation de ce gisement ont toutefois été considérées pour consolider l'objectif de développement de cette filière. Plus particulièrement, la question de des tensions sur la ressource en biomasse a fait l'objet d'analyses poussées. Une articulation forte avec la SNMB et le PNFB a été anticipée, et une étude préalable d'identification des gisements disponibles a servi de base à l'élaboration des projections de mobilisation du bois sous-tendues respectivement par la PPE et le PNFB. La PPE se réfère à la SNMB qui a notamment pour objectif de permettre l'approvisionnement des installations de production d'énergie : appareils de chauffage domestique au bois, chaufferies collectives industrielles et tertiaires et unités de cogénération.

Les pompes à chaleur contribuent de façon croissante à l'objectif de consommation finale (elles représentent près de 15% de l'objectif 2018 et environ 16% de l'objectif 2023). Les objectifs du biogaz tiennent compte de la perspective de développement de la filière avec valorisation chaleur dans des réseaux de chaleur et par injection dans des réseaux de gaz naturel (en considérant qu'une part majoritaire est valorisée en chaleur). La géothermie profonde est une filière mature qui devrait connaître un développement progressif notamment par valorisation sur réseaux de chaleur. Enfin, la filière solaire thermique a rencontré des difficultés et nécessite de poursuivre sa structuration et sa montée en compétence, les objectifs fixés tiennent compte de ces enjeux.

Le développement des réseaux de chaleur et de froid et la pénétration des énergies renouvelables et de récupération dans ces réseaux a été abordée non seulement dans un souci de conformité avec la LTECV - les objectifs à 2018 et 2023 ayant été élaborés selon une trajectoire linéaire conduisant à l'atteinte des objectifs 2030 - mais également pour favoriser des bénéfices environnementaux induits par ces réseaux : réduction des imports d'énergie fossile, faible contenu carbone des réseaux de chaleur. Afin de maximiser ces bénéfices environnementaux, la PPE prévoit deux vecteurs de développement : la densification/extension/création des réseaux existants d'une part, et leur « verdissement » d'autre part. Par ailleurs, le potentiel impact favorable de ces réseaux en matière de lutte contre la précarité énergétique a également été pris en compte lors de la fixation des objectifs : dans le cadre du fonds chaleur, les aides aux réseaux visent également à assurer au client final un prix de la chaleur fournie inférieur à celui des énergies conventionnelles et plus stable dans le futur. Les clients finaux sont, en grande majorité, des logements sociaux et des établissements du tertiaire public (hôpitaux, maisons de retraite, écoles, etc.).

Une recherche de réduction de l'empreinte environnementale de la consommation de gaz et de produits pétroliers

Les objectifs finalement retenus par la PPE en matière de gaz et de produits pétroliers concourent d'une façon générale à favoriser le remplacement de ces ressources fossiles par des ressources renouvelables, qu'il s'agisse respectivement du biogaz ou des biocarburants, afin principalement de réduire les émissions de GES associées à la consommation métropolitaine de produits gaziers et pétroliers.

En ce qui concerne le développement du biogaz, l'objectif fixé par la PPE répond directement à l'exigence inscrite au sein de la LTECV de porter à 10% d'ici 2030 la part de gaz renouvelable dans la consommation finale de gaz. La PPE précise que l'injection du biogaz dans le réseau doit être privilégiée par rapport à la cogénération ou à la production de chaleur dès lors que cette solution apparaît possible : cette orientation vise directement à optimiser l'efficacité environnementale du développement du biogaz, en privilégiant la solution présentant le meilleur rendement. Ce choix a été guidé également par la possibilité que représente le biogaz injecté au réseau en termes de substitution à des énergies fossiles lorsqu'il est utilisé pour les mobilités : l'effet de levier environnemental est alors encore plus important.

S'agissant des produits pétroliers, le développement des biocarburants a été recherché, pour des soucis de réduction de la dépendance énergétique du territoire, ainsi que de recours à des carburants plus vertueux du point de vue de l'environnement. Dans le choix des orientations qualitatives et quantitatives données par la PPE, les considérations environnementales ont été prédominantes. Il s'agit en effet de fixer des objectifs cohérents avec les enjeux de pression sur la ressource en espace, et les enjeux de changement climatique, sujets avec lesquels les biocarburants présentent de fortes interactions. Pour cela, la PPE oriente le développement des biocarburants en faveur des technologies avancées, qui représentent un risque négligeable au regard de la ressource en espace et présentent un risque moindre en matière d'émissions carbone en cycle de vie (absence de relargage carbone due à l'exploitation des terres arables). En effet, ces derniers sont définis par la LTECV comme étant constitués des biocarburants qui doivent être produits à partir de matières premières qui ne compromettent pas la vocation alimentaire d'une terre et ne comportent pas ou peu de risques de changements indirects dans l'affectation des sols. Leur définition sera précisée dans un arrêté.

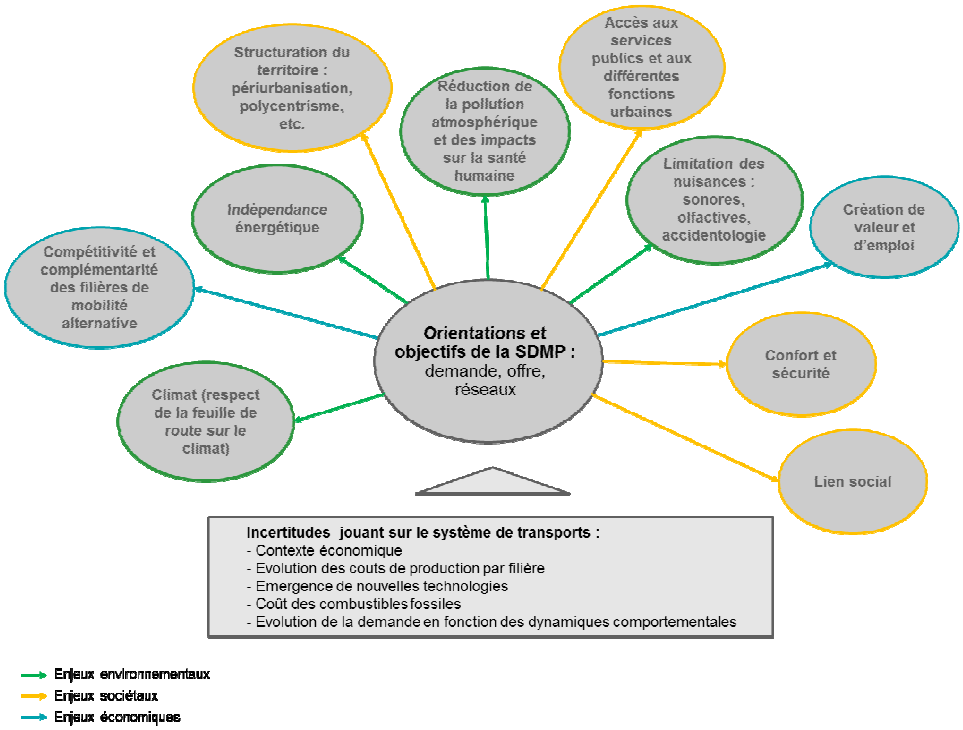
De multiples paramètres entrant dans l'équation de mobilité, intégrant de forts enjeux environnementaux et sociaux

La SDMP constitue un document stratégique adoptant une approche intégrée du pilotage de la mobilité. Elle permet une vision globale, et préconise des actions stratégiques, en prenant compte des niveaux de maturité de chaque solution de mobilité, ainsi que des équilibres économiques et environnementaux entre les différentes filières. La SDMP s'applique par ailleurs à détailler des mesures couvrant l'ensemble des besoins de mobilité, selon le type de transport envisagé (voyageurs ou marchandises) et les territoires concernés (urbain, périurbain, rural).

Le système de transports est en effet au cœur de multiples enjeux socio-économique (accès aux services et aux différentes fonctions urbaines, création de valeur et d'emplois, lien social, etc.). Il doit permettre de satisfaire les besoins de mobilité tout en intégrant des logiques d'accessibilité spatiale et économique, de confort et de sécurité, de limitation des nuisances et de prélèvement des ressources, et enfin de contribution à la lutte contre le changement climatique. Le bon fonctionnement et le développement du système de transport doivent contribuer à la compétitivité et à l'équilibre du territoire. Les transports jouent un rôle structurant sur l'aménagement du territoire et la connexion du territoire aux grands axes du commerce international. Les enjeux sociaux et économiques de ce secteur sont donc avérés et incitent à intégrer des paramètres de vulnérabilité économique et de sécurité de l'approvisionnement dans l'équation de mobilité.

Ainsi, les enjeux environnementaux associés à la SDMP sont particulièrement prégnants et ont été intégrés dans le processus d'élaboration de la SDMP, aux côtés des enjeux d'ordre économique et social. En particulier, selon les modalités retenues, les transports peuvent être source de nuisances environnementales et sanitaires : émissions de gaz à effet de serre et polluants locaux, consommation d'énergie et d'espace, fragmentation des milieux... présentées au chapitre 3 de la présente annexe, et qu'il s'agit de maîtriser. Le secteur des transports est également particulièrement vulnérable à la volatilité des prix des énergies fossiles, ce qui incite à mettre en œuvre des actions qui permettront de maîtriser les incidences environnementales, économiques et sociales du secteur des transports.

L'élaboration de la SDMP a tenu compte de ces différents enjeux, ainsi que de l'inertie probable du secteur des transports pour diversifier son mix énergétique et des nécessaires efforts de développement des motorisations alternatives et des infrastructures de recharge.



Des scénarios d'efficacité énergétique façonnés par les évolutions de la demande et de l'offre

Un faisceau d'évolution de la demande de mobilités à la source des hypothèses de la SDMP

Conformément aux dispositions de la LTECV, la PPE et la SDMP doivent se fonder sur des projections de demande établies en fonction de différentes hypothèses, notamment d'évolution démographique, de situation économique et d'efficacité énergétique. Des projections haute et basse de demande ont ainsi été établies. Les hypothèses utilisées pour l'établissement de ces projections dans le secteur des transports sont détaillées au paragraphe 6.2 de la SDMP, et proviennent des sources suivantes :

- Les hypothèses d'évolution démographique prennent appui sur les projections de l'INSEE 2010.
- Les hypothèses de cadrage macro-économique sont issues des recommandations de la Commission européenne concernant la France, et une hypothèse de taux de croissance plus élevé a été envisagée dans le second scénario.
- Les hypothèses relatives au prix des énergies sont fondées, d'une part sur les données de la Commission européenne, et d'autre part en considérant que les cours des énergies fossiles progressent plus faiblement, ayant pour conséquence une plus forte consommation de ces énergies.

Sur la base de ces projections de demande, deux scénarios d'efficacité énergétique dans les transports ont été retenus, l'un intégrant les mesures déjà proposées par la LTECV et en place, l'autre allant au-delà en intégrant les actions complémentaires nécessaires pour atteindre l'ensemble des objectifs de la LTECV. Ces scénarios permettent de tracer un faisceau de possibilités quant à l'évolution de la demande de carburants, dessinant ainsi les limites basse et haute de déploiement des carburants alternatifs, les moyens d'approvisionnement envisagés devant correspondre au minimum à l'hypothèse de consommation basse, tout en envisageant la possibilité de réalisation de l'hypothèse de consommation haute.

L'établissement de ces scénarios a servi de point de départ pour l'élaboration des objectifs portés par la SDMP :

- ► Les deux scénarios intègrent dans leur trajectoire l'objectif fixé par la loi de réduction de 30% des consommations d'énergies fossiles d'ici 2030, ce qui a permis de calibrer en conséquence la demande de carburants alternatifs dans chaque scénario.
- ► Les mesures proposées par la SDMP en matière de maîtrise de la demande et de reports modaux visent à faire tendre la trajectoire de consommation vers l'hypothèse basse, et à atteindre les objectifs fixés par la LTECV en matière de réduction d'émissions de GES.

La combinaison d'une approche descendante et d'une approche ascendante

Au-delà de ces hypothèses de cadrage à une échelle macro, d'autres facteurs influeront au niveau local la demande de mobilité, notamment l'évolution des comportements et des usages. L'incertitude qui entoure ces facteurs implique une plus grande difficulté à anticiper le niveau de demande. Elle doit donc être intégrée, au cas par cas, dans la construction de l'offre de mobilité dans le but d'inciter à une modification des usages vertueuse. Pour ces mêmes raisons, l'offre de mobilité ne saurait être définie de manière uniforme pour l'ensemble du territoire, les différentes morphologies et

caractéristiques socio-économiques des territoires incitant à élaborer des systèmes de transport intrinsèquement adaptés au territoire qu'ils desservent. Une modélisation de la demande et de l'offre au niveau national ne pourrait intégrer tous les paramètres qui détermineront le succès de certaines solutions de mobilité par rapport à d'autres, en fonction des différents contextes.

Afin d'intégrer au mieux ces incertitudes sur la demande dans la construction de l'offre, une approche ascendante (« bottom-up ») a été privilégiée, au sein des orientations de la SDMP, pour certains carburants alternatifs tels que l'hydrogène et le GNV. Une telle approche s'inscrit dans le cadre des grandes orientations fixées par la SDMP, et devrait permettre d'évaluer la demande sur de petites échelles afin d'adapter l'offre en conséquence, permettant un maillage progressif, avant de généraliser une solution de mobilité à l'ensemble d'un territoire. A l'inverse, une construction de l'offre qui aurait été basée uniquement sur des hypothèses macro, aurait présenté un risque de surdimensionnement des infrastructures nécessaires au développement des carburants et véhicules alternatifs, engendrant de possibles pressions supplémentaires sur les milieux et ressources naturelles (sols, biodiversité, eau, ...).

La SDMP considère la maîtrise de la demande comme une orientation stratégique prioritaire pour le développement de la mobilité propre. L'activation des leviers de maîtrise de la demande doit permettre de favoriser de nouveaux comportements impliquant une tendance baissière de la consommation d'énergie, des émissions de gaz à effet de serre des transports, et des autres nuisances et pressions environnementales associées aux transports. La maîtrise de la demande est ainsi vue comme un levier fondamental pour la limitation des incidences environnementales associées aux transports. Sa combinaison avec le développement de solutions alternatives moins polluantes doit permettre d'accentuer les gains d'efficacité environnementale attendus.

Le constat est fait que les pratiques de mobilités évoluent depuis plusieurs années, notamment en milieu urbain, où le développement des transports en commun et des mobilités actives permet de détourner le système de transport du tout-voiture. Cependant la périurbanisation, et l'allongement des déplacements quotidiens en véhicules individuels qui en découle, contribuent à l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre du secteur. Si des politiques publiques telles que les politiques d'urbanisme contribuent à lutter contre ces phénomènes de périurbanisation et d'étalement urbain, la politique des transports incite également à une modification des comportements de mobilité. En outre, l'incertitude qui caractérise les projections de consommations de carburants incite à soutenir les processus structurels de diminution de la demande.

C'est la raison pour laquelle la SDMP propose plusieurs mesures susceptibles de contribuer à maîtriser la demande de mobilité, parmi lesquelles le recours au télétravail, et à la mutualisation des moyens de transports (par le covoiturage par exemple), et qui s'inscrivent en cohérence avec les orientations de la LTECV et de la SNBC.

Un objectif de diversification des solutions de mobilités et des carburants

En complément des mesures de maîtrise de la demande, la SDMP agit sur l'offre de mobilité, dans un contexte où la précarité de l'approvisionnement, en partie associée à la volatilité des énergies fossiles, et les forts enjeux environnementaux (émissions de GES, qualité de l'air, ...) invite à développer les carburants alternatifs et les modes de transport doux ou collectifs. Le développement des véhicules à faibles émissions et des carburants alternatifs doit notamment contribuer, en offrant une alternative aux véhicules à combustion, à :

- ► réduire la dépendance énergétique au pétrole au sein du secteur des transports,
- ► réduire l'empreinte carbone, et plus généralement l'empreinte environnementale, des mobilités.

Afin de répondre à ces deux enjeux majeurs, la SDMP ne concentre pas son cadre d'action sur le développement d'une filière alternative unique, mais sur plusieurs alternatives : électromobilité, véhicules hybrides, biocarburants, GNL, GNV, hydrogène, etc, pour deux raisons :

- ► L'incertitude sur les conditions économiques relatives au développement de ces filières alternatives incite à une diversification plutôt qu'à un report total vers une solution unique de carburant. Ces filières sont généralement peu matures, et les retours d'expérience sont insuffisants pour pouvoir concentrer les objectifs de développement sur une seule filière.
- ► L'incertitude sur les sous-jacents environnementaux associés aux différentes filières impose de s'inscrire dans le respect du principe de précaution par rapport à ces filières, bien qu'elles soient prometteuses du point de vue environnemental comparativement aux solutions traditionnelles. Le développement d'un bouquet de solutions alternatives sera l'occasion d'associer aux efforts de R&D des travaux de recherche et d'analyse sur les potentiels impacts environnementaux des différentes solutions (ex : impacts carbone en ACV), afin d'orienter, le cas échéant, lors des programmations ultérieures, les efforts vers les solutions les plus performantes du point de vue environnemental et présentant des conditions économiques acceptables.

La SDMP envisage donc de développer l'ensemble des filières existantes prometteuses afin de stimuler leur compétitivité économique, et d'assurer la sécurité de l'approvisionnement en carburants tout en réduisant les risques de pressions environnementales associés à l'offre en mobilité. Il s'agit pour cela de rendre les filières alternatives accessibles, tant d'un point de vue spatial, par le déploiement du réseau et des infrastructures nécessaires, que d'un point de vue économique.

Afin de rendre ces options de mobilité alternative compétitives, la SDMP déploie un ensemble de mesures qui reflètent deux dimensions essentielles pour le déploiement de ces solutions :

- ► Accessibilité : les réseaux de recharge pour les véhicules électriques, ainsi que les points d'approvisionnements en carburants alternatifs doivent être déployés progressivement de manière à mettre en place un maillage du territoire garantissant un niveau d'accessibilité satisfaisant pour l'usager.

- Incitation : certains privilèges de circulation et incitations financières pourront contribuer à rendre les options de mobilité alternative plus intéressantes que le véhicule individuel dans le cas du transport de voyageurs, et que le fret routier dans le cas du transport de marchandises.

5. EXPOSÉ DES EFFETS NOTABLES PROBABLES DE LA MISE EN ŒUVRE DU PROGRAMME SUR L'ENVIRONNEMENT

Description des incidences attendues

Description générale des incidences notables probables de la PPE sur l'environnement

La partie suivante présente l'analyse des incidences probables générales et cumulées de la mise en œuvre de la PPE sur l'environnement. Elle suit la clé de lecture par thématique environnementale adoptée pour conduire l'EES de façon itérative tout au long du processus d'élaboration de la PPE. Sont rappelées ici les incidences notables majeures et cumulées de la mise en œuvre de la PPE sur l'environnement. Le détail de l'analyse des incidences de chaque volet de la PPE sur chacune des 9 thématiques environnementales est présenté dans la suite de ce chapitre.

L'analyse des incidences a tenu compte du droit applicable en matière de développement des projets, en particulier des études d'impact exigées pour les différents types de projets.

Les incidences décrites ci-après sont attendues sans mise en place des mesures d'évitement, de réduction et de compensation prévues au chapitre suivant.

Description thématique

Une incidence globalement positive de la PPE sur le changement climatique, du fait principalement du développement des énergies renouvelables

<u>Des orientations en faveur des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique à l'origine d'une réduction de l'intensité des émissions des GES territoriales, et favorisant le respect des budgets carbone fixés par la SNBC</u>

Après deux décennies de croissance, la consommation finale énergétique de la France (corrigée des variations climatiques) a cessé d'augmenter à partir de 2001, atteignant un premier palier autour de 160 Mtep par an, traduisant tout à la fois les mutations de l'économie française et l'efficacité des politiques publiques en faveur de l'amélioration de l'efficacité énergétique de la France. A partir de 2009, du fait de la crise économique notamment, la consommation finale d'énergie à des fins énergétiques a baissé. Elle se situe en 2014 à 150 Mtep. Cela a eu pour conséquence une baisse des émissions de GES tous secteurs confondus.

La PPE envisage deux scénarios de besoins énergétiques haut et bas. Il est à noter qu'en fonction du scénario qui sera réalisé, les incidences de la PPE pourront varier de manière significative. On s'attend toutefois à une incidence positive sur le changement climatique dans la mesure où la PPE prévoit d'accélérer le développement des énergies renouvelables en substitution des énergies fossiles tout en prévoyant des actions de maitrise de la demande venant conforter le cadre national d'action à ce sujet. Parallèlement, la PPE affirme la priorité au développement des effacements et de la flexibilité du système électrique pour assurer la sécurité de l'approvisionnement, avant le recours au développement de nouvelles centrales thermiques de pointe. La PPE combine une réduction de la consommation d'énergies fossiles avec le développement des énergies renouvelables en capacité de s'y substituer et devrait donc contribuer à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. L'incidence des filières du bois-énergie et des biocarburants sur le changement climatique est plus incertaine dans la mesure où l'empreinte carbone des filières dépend des ressources et des modes de production. Des études complémentaires seront nécessaires pour identifier précisément l'incidence de ces filières sur le changement climatique. Enfin, l'intégration progressive de carburants alternatifs sur le marché de la mobilité permettra de réduire l'usage de combustibles fossiles et ainsi de maîtriser les émissions de GES liées aux transports.

Les estimations quantitatives montrent qu'à horizon 2023, les émissions de GES issues de la production d'énergie totale (incluant les émissions issues de la production d'électricité, ainsi que de la consommation de gaz, de pétrole et de charbon sur le territoire métropolitain) seraient de l'ordre de 241 MtCO2eq en fourchette basse et 272 MtCO2eq en fourchette haute. A l'horizon 2030, les émissions de GES s'élèveraient 198 MtCO2eq en fourchette basse et 255 MtCO2eq en fourchette haute[58]. A titre de comparaison, si l'on rapporte les budgets carbone prévus par la SNBC aux seules émissions liées à la production d'énergie, les émissions issues de la production d'énergie dans le cadre des scénarios haut et bas de la PPE permettraient de se situer dans une fourchette [-10% - +10%] par rapport aux budgets carbone correspondants (cf. figure 45 et note méthodologique détaillée au chapitre 8). A l'inverse, dans cette même perspective de comparaison (budgets carbone rapports à la seule production d'énergie), un scénario tendanciel construit selon la poursuite de tendances à l'œuvre avant la mise en place de la LTECV conduirait à une diminution insuffisante des émissions de GES du fait d'une consommation d'énergie forte, et d'un développement insuffisant des énergies renouvelables.

Il convient d'ajouter que tout en respectant les engagements de diminution de la production nucléaire un développement insuffisant des énergies renouvelables pourrait impliquer un recours accru, pendant une période ponctuelle, à des

[58] Le calcul détaillé conduisant à ces estimations est présenté au chapitre 8 (présentation des méthodes utilisées).

centrales thermiques pour couvrir les besoins de pointe. La PPE, en précisant les trajectoires de développement des énergies renouvelables, doit contribuer à réduire ce risque.

Ces premières estimations démontrent l'incidence positive de la PPE sur les émissions de GES comparativement à une trajectoire tendancielle (scénario du fil de l'eau), mais soulignent également l'importance, afin de s'inscrire dans une trajectoire compatible avec les objectifs fixés par la Loi et la SNBC, de mettre en œuvre tous les moyens nécessaires afin de tendre vers une trajectoire de consommation basse, en agissant, au-delà de la composition du mix électrique et énergétique, sur la maîtrise de la demande.

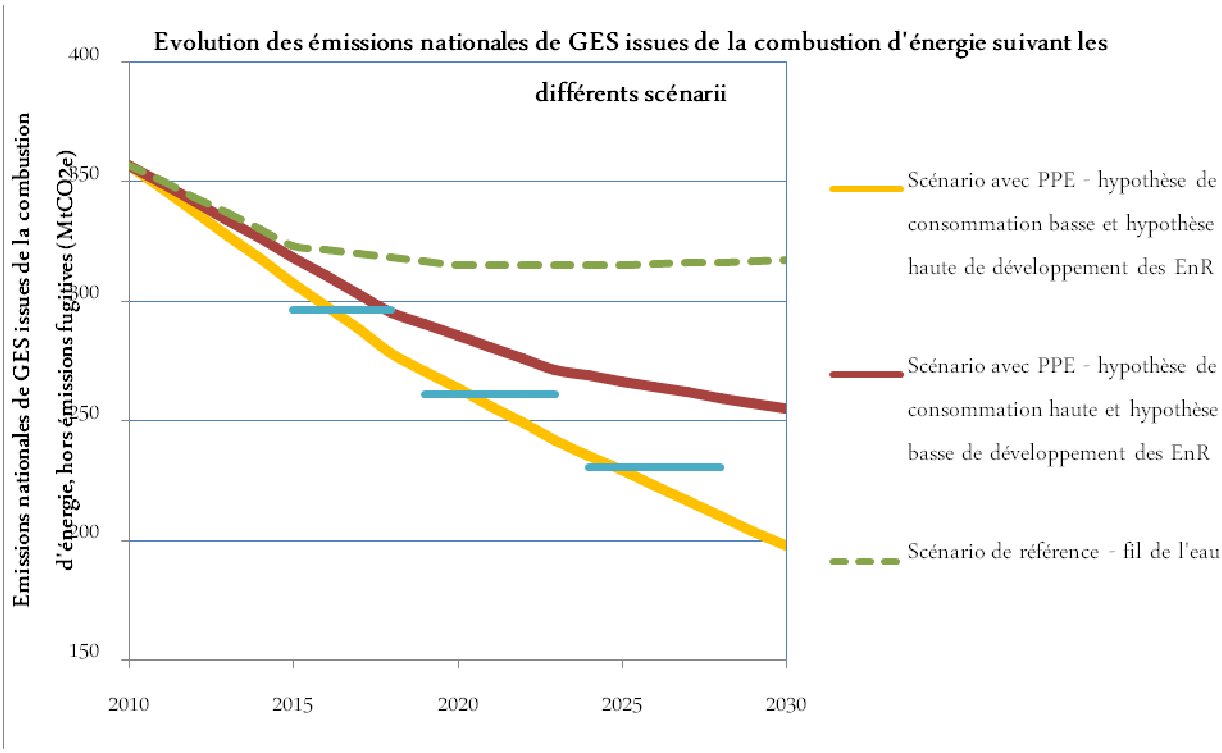


Figure 54 : Evolution probable des émissions de GES issues de la production d'énergie selon différents scénarii à horizon 2030.

Source : d'après données issues des scénarii prospectifs DGEC à horizon 2035[59]

<u>Une maîtrise de l'empreinte carbone du territoire métropolitain permise par l'accélération des énergies renouvelables et la maîtrise de la demande</u>

Au-delà des émissions directes de gaz à effet de serre, d'autres facteurs vont influer sur l'efficacité de la PPE à lutter contre le réchauffement climatique. Ainsi, la question de l'empreinte carbone globale, parfois considérée comme un indicateur plus pertinent que les seules émissions directes, est de plus en plus présente dans les débats. A l'heure actuelle, la France est exportatrice nette d'électricité vers ses voisins européens. Son mix de production électrique étant peu carboné, ces exportations ont une influence plutôt positive sur les émissions indirectes de ses voisins dont les mix électriques sont davantage carbonés. Les statistiques de l'Agence Internationale de l'Energie montrent par exemple que le mix électrique français est aujourd'hui 4 fois moins carboné que le mix européen moyen[60] et, bien que des objectifs de développement des énergies renouvelables soient fixés au niveau européen, cet écart important devrait perdurer dans les années à venir[61].

Dans ce contexte, et compte-tenu de la baisse de la part du nucléaire dans le mix électrique français dans les prochaines années, le développement des énergies renouvelables en France métropolitaine constitue une priorité pour éviter toute construction de centrale thermique, ou que le pays ne se retrouve importateur net d'électricité, important alors une électricité globalement plus carbonée produite à partir de moyens thermiques dans les pays voisins. Si cela n'aurait pas d'incidence sur les émissions directes en France, l'empreinte carbone globale de l'électricité consommée sur le territoire serait alors dégradée, et l'efficacité de la PPE à lutter contre le changement climatique pourrait être remise en question. Les mesures de la PPE visant à favoriser le développement des EnR et la maîtrise de la demande devraient

[59] Le détail des calculs, hypothèses et données d'entrée pour ces simulations est présenté au chapitre 8 (présentation des méthodes utilisées).

[60] AIE, mars 2014, émissions de CO_2 issues de la production d'électricité en 2011. France : 61 g CO_2 / kWh, UE 28 : 352 g CO_2 / kWh.

[61] Aujourd'hui, plus de 75% de la production d'électricité est issue de l'énergie nucléaire en France, contre 27% en moyenne en Europe.

donc non seulement contribuer à l'atteinte des objectifs de réduction des émissions territoriales, mais également permettre de maîtriser l'empreinte carbone de la consommation d'énergie métropolitaine.

Dans une perspective plus large, la réduction du recours aux énergies fossiles dans les différents secteurs, en lien avec l'objectif de réduction de 30% de la consommation primaire d'énergies fossiles fixé par la LTECV, pourrait contribuer à diminuer l'empreinte carbone de la France. Ceci est particulièrement valable pour le secteur des transports fortement dépendant des produits pétroliers.

Une évolution des stocks de carbone dans les sols difficilement prévisible et qui devra faire l'objet de mesures de précaution à court terme et d'études approfondies dans les prochaines années pour optimiser le bilan carbone des filières biomasse-énergie

Le développement de la filière bois-énergie représente un enjeu significatif en matière d'émissions de gaz à effet de serre. La forêt française représente un puits carbone considérable qui a permis de stocker, sur la période 2005-2011, environ 62 Mt CO_2/an - soit plus de 12% des émissions de GES annuelles nationales en moyenne sur la période[62]. Le développement de la filière bois-énergie, associé au développement de la filière bois dans son ensemble, conduira à une augmentation des prélèvements en forêt Le bilan carbone de la filière dépend des stockages de carbone dans les sols, dans les écosystèmes et dans les produits bois, ainsi que des effets de substitution engendrés par l'usage évité d'autres ressources (ressources fossiles pour la production d'énergie notamment) et matériaux. Les modes d'exploitation de la forêt et d'utilisation de la ressource bois peuvent contribuer positivement au caractère de puits carbone de la filière dans son ensemble.

Certaines bonnes pratiques avec des retours positifs rapides ont été identifiées et sont soulignées par l'évaluateur dans ses recommandations (cf. chapitre 6, recommandation 8). Leur respect devrait permettre d'éviter une hausse notable des émissions de GES à court terme, et d'anticiper les mesures à prendre à long terme pour valoriser au mieux les stocks de carbone dans les forêts.

Des mesures prises en faveur de la mobilité propre porteuses de potentiels bénéfices pour le émissions de GES et de polluants atmosphériques

Le secteur des transports est un contributeur majeur aux émissions de GES nationales. En 2013, il était responsable de l'émission de 136Mt CO_2eq, soit 28% des émissions nationales (contre 22% en 1990). De même pour les émissions de polluants atmosphériques : le secteur des transports représente 16 % des émissions nationales de particules fines PM10, 19 % des émissions de particules PM2,5 et 59 % des émissions d'oxydes d'azote NOx, avec toutefois de grandes disparités en fonction des territoires, puisque les émissions des transports représentent par exemple 30 % des émissions de PM2,5 en région Ile-de-France,58 % dans Paris, et une proportion bien moindre en zones rurales. Les zones les plus touchées par les phénomènes de pollution atmosphérique sont donc également les plus peuplées et celles où la capacité d'action de la SDMP est la plus importante.

Ces tendances à la hausse pour les émissions du secteur des transports sont à comparer aux évolutions à la baisse des émissions globales en France pendant la même période. Cela s'explique notamment par la grande inertie du secteur, et l'étalement urbain considérable observé dans le même temps, qui l'ont emporté sur les gains d'efficacité significatifs réalisés sur les véhicules neufs. La combinaison des différents volets de la SDMP permet de mettre en application les orientations de la LTECV et de s'orienter vers les objectifs de la SNBC en la matière :

- Concernant le **report modal**, pour le transport de voyageurs, l'État encourage le report modal du véhicule individuel vers le transport ferroviaire, les transports collectifs routiers et les transports non motorisés. Pour le transport de marchandises, l'État accorde, en matière d'infrastructures, une priorité aux investissements de développement du ferroviaires, des voies d'eau et des infrastructures portuaires. La SDMP rappelle ces orientations, et propose des actions complémentaires. Les reports modaux qui en découleront devraient permettre de réduire, à moyen ou long terme, les émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques. Il est cependant difficile de quantifier le volume des reports modaux qui découleront de ces actions. En effet, les comportements des particuliers et les choix des transporteurs demeure indirecte et inscrite dans un horizon de long terme.
- Le développement des pratiques de **transport collaboratif** (autopartage et covoiturage) préconisé par la SDMP permet d'optimiser l'utilisation des véhicules particuliers. Les émissions de GES et de polluants atmosphériques pourront être réduits par les leviers suivants : amélioration du taux de remplissage des véhicules, baisse du taux de possession de véhicules particuliers et réduction de la part modale de la voiture individuelle qui diminuent le nombre de kilomètres parcourus. De plus, la plupart des véhicules en autopartage en trace directe sont électriques, ce qui entraîne un effet de substitution permettant la réduction des émissions. Ces dispositifs peuvent être déployés relativement rapidement et devraient permettre d'obtenir des résultats à court terme.
- Les mesures d'**optimisation des infrastructures et réseaux existants** contribueront à limiter les émissions à différents niveaux. Tout d'abord, les mesures visant à améliorer le taux de remplissage des véhicules devraient permettre de réduire le nombre de kilomètres parcourus. Certains aménagements urbains peuvent inciter au report vers des moyens de transport peu polluants, fluidifier le trafic ou réduire les émissions par la baisse des vitesses limites. Cependant, la plupart de ces mesures sont à l'état d'expérimentation en France et n'auront des incidences notables qu'à moyen terme.

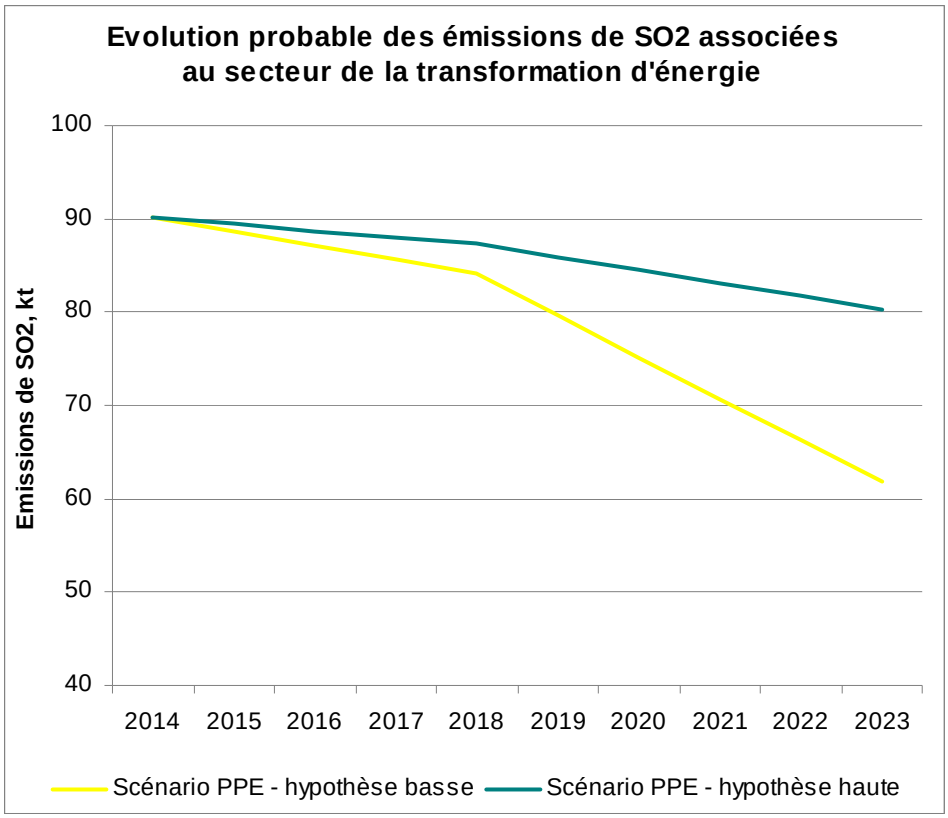
[62] Source : Etat de l'environnement en France en 2014 (MEDDE)

- Le développement des **véhicules à faible émission** et des **carburants alternatifs** seront également un facteur de réduction des émissions de GES et de polluants atmosphériques. En effet, les véhicules électriques et hybrides63, ainsi que les véhicules fonctionnant au gaz naturel véhicule (GNV)64 ou à l'hydrogène65 sont très peu émetteurs de polluants atmosphériques, et leurs émissions de gaz à effet de serre, bien que variables, sont plus faibles que celles des véhicules à combustion thermique traditionnels. L'amélioration de l'efficacité énergétique des véhicules thermiques (objectif de la consommation moyenne de carburant des véhicules mis sur le marché d'ici 2030 fixé à 2L/100km) permettra de réaliser des économies de consommation de carburant et ainsi de réduire les émissions.
- Enfin, la **maîtrise de la demande** vise à réduire ou stabiliser les besoins de mobilité, et par conséquent les consommations énergétiques qui y sont associées. Il s'agit d'un enjeu stratégique qui doit permettre de réduire les émissions de GES et de polluants atmosphériques, tout en réduisant les coûts associés et en se créant des marges de manœuvre pour piloter les autres axes de la stratégie.

Une incidence potentiellement positive sur la qualité de l'air, compte-tenu de l'évolution du mix énergétique, de l'amélioration des équipements de production et des mesures de la SDMP et sous-réserve d'une vigilance particulière pour le déploiement et le renouvellement des filières bois-énergie et de la combustion des déchets.

L'évolution globale du mix énergétique devrait conduire à ce que la PPE ait une incidence notable positive sur la qualité de l'air, en permettant d'éviter des émissions de substances polluantes liées à un recours accru aux énergies fossiles. Les graphiques ci-dessous illustrent l'estimation quantitative qui a été faite concernant l'évolution probable des émissions de SOx et NO_x issues de la transformation d'énergie. Cette première estimation montre que les orientations de la PPE permettent de diminuer en absolu les émissions de polluants.

Cette estimation considère les émissions de SO_2, de NOx et de COVNM étant donné que ce sont les polluants sur lesquels la quantification des émissions a pu fournir des résultats fiables en prenant appui sur les projections chiffrées de la PPE en termes de consommation énergétique et de mix de production électrique. Les variations estimées dépendent ainsi fortement de la composition du mix électrique (baisse du charbon) et des projections en matière d'utilisation de combustibles liquides et gazeux.[66]

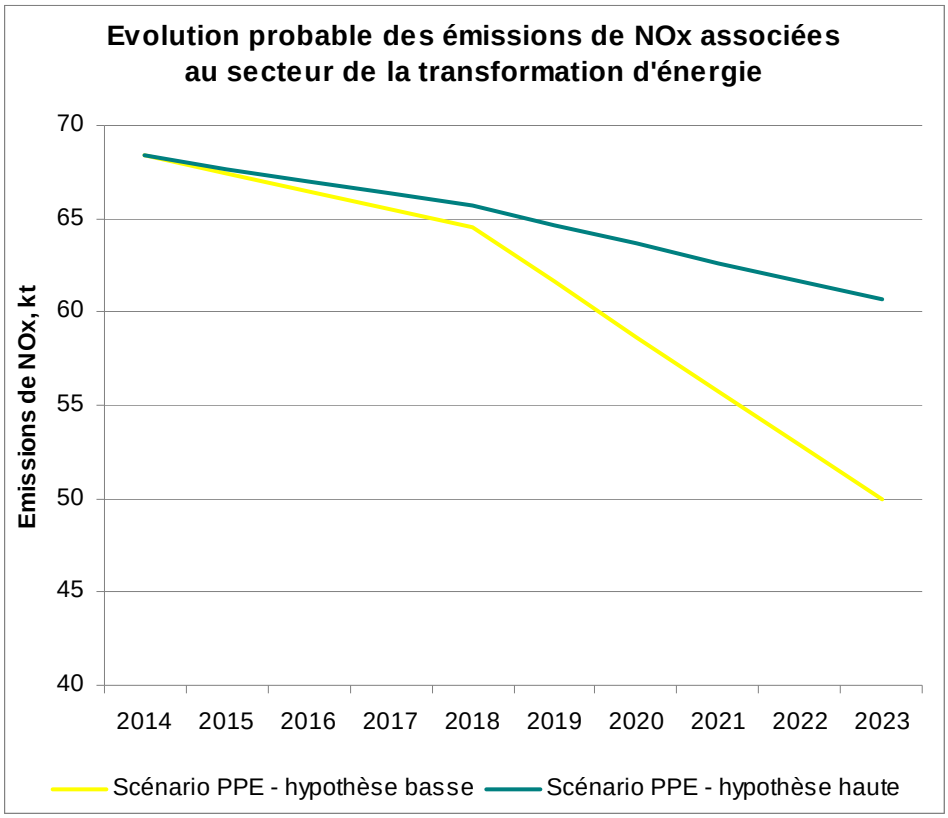


63 ADEME, 2012, Elaboration selon les principes des ACV des bilans énergétiques, des émissions de gaz à effet de serre et des autres impacts environnementaux induits par l'ensemble des filières de véhicules électriques et de véhicules thermiques aux horizons 2012 et 2020.

64 ADEME, Juin 2005, Les technologies des véhicules lourds et les émissions de gaz à effet de serre associées

65 DGEC, 2012, Rapport sur l'industrie en 2011 -Hydrogène et piles à combustibles

66 La méthodologie d'évaluation quantitative détaillée est présentée au chapitre 8.


Evolution probable des émissions de NOx associées au secteur de la transformation d'énergie
Emissions de NOx, kt
70
65
60
55
50
45
40
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020
2021
2022
2023
Scénario PPE - hypothèse basse
Scénario PPE - hypothèse haute

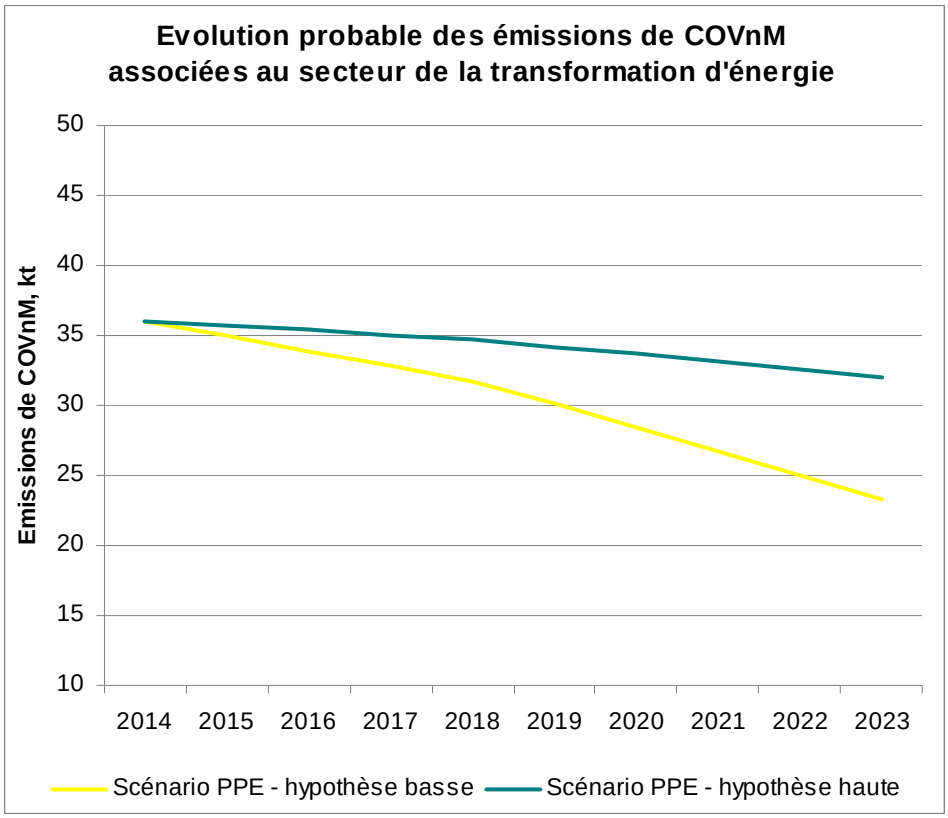


Figure 55 : évolution probable des émissions de SO_2, de NOx et de COVNM issues de la transformation d'énergie (Source : d'après données CITEPA 2013 et scénarios prospectifs de la DGEC)

Dans ce cadre d'évolution globalement favorable, deux points d'attention sont cependant soulignés par l'évaluateur. Ils font l'objet de mesures spécifiques (cf. chapitre 6, recommandation 8), qui visent à anticiper et éviter d'éventuelles incidences négatives.

Le développement du recours au bois-énergie est susceptible d'avoir des incidences négatives sur la qualité de l'air. En effet, c'est une source d'énergie potentiellement émettrice de polluants atmosphériques, dont les particules fines (notamment pour les foyers ouverts traditionnels). C'est la raison pour laquelle il est nécessaire de poursuivre les efforts en matière de performance des équipements individuels et de renouvellement des équipements polluants par des équipements moins émetteurs. Il en va de même de l'orientation vers les chaufferies biomasse dans le collectif, le tertiaire et l'industrie puisque la plupart sont soumises à la législation des installations classées qui fixe des normes de rejets atmosphériques et que les aides du fonds chaleur dont elles peuvent bénéficier sont conditionnées à la mise en place de traitement et d'atteinte d'objectifs de rejet parfois plus contraignants que la réglementation applicable. Par ailleurs, les connaissances sur les émissions liées à la filière des biocarburants sont encore insuffisantes pour déterminer l'incidence exacte que le développement de cette filière aura sur la qualité de l'air.

La qualité de l'air représente un enjeu de santé publique majeur à l'échelle nationale et, à ce titre, les phénomènes de concentration des pollutions atmosphériques dans certains territoires ne constituent pas de simples enjeux locaux et doivent retenir l'attention du régulateur. Les mesures préconisées par l'évaluateur visent ainsi le renforcement de certaines exigences dans les zones particulièrement concernés par la pollution atmosphérique.

Enfin, l'incidence des mesures prises au sein du volet mobilité propre de la PPE devrait être globalement positive (cf. supra).

Des conflits d'usage à anticiper sur l'utilisation des sols, à l'origine d'enjeux essentiellement locaux et concentrés sur les territoires soumis à une forte pression foncière

La montée en puissance dans les prochaines années des énergies renouvelables dans le système énergétique français coïncidera avec une décentralisation progressive du système énergétique et va nécessairement remettre en question l'organisation des territoires et les modes de gestion de l'espace.

Le développement de certaines filières d'énergies renouvelables pourrait se faire en concurrence avec d'autres filières, notamment pour l'utilisation des sols. En particulier, le photovoltaïque au sol et le développement des biocarburants conventionnels (ainsi que certains biocarburants avancés impliquant des cultures dédiées) sont susceptibles de créer une tension sur les ressources en espace, ce qui peut être source de conflits d'usage avec les filières agricoles, sylvicoles, ou même la construction de logements dans certains territoires à forte pression foncière. Il est donc prévu des mesures spécifiques au sein de la PPE afin d'anticiper d'éventuels conflits d'usage en cadrant l'utilisation des sols et en limitant

l'utilisation des terres arables, dont l'usage est prioritairement réservé à l'agriculture (Recommandations 7, 10, 11, 12.A., 23).

- Utilisation des sols liée au développement du solaire photovoltaïque : Les estimations basées sur les projections de la PPE pour la filière photovoltaïque montrent que la consommation d'espace correspondante (sur la base d'hypothèses d'1 ha/MW et de 3 ha/MW) pourrait représenter de l'ordre de 4 658 ha à 13 974 ha à horizon 2018 et de 11 325 ha à 33 974 ha, au maximum, à horizon 2023 (estimations en fourchette haute), soit une multiplication par 8 à horizon 2023 des surfaces actuellement occupées par les centrales au sol[67]. Le résultat correspondrait à moins de la moitié des surfaces en friches estimées par l'ADEME, et à moins d'un quart des sols liés à des activités humaines hors agriculture (chantiers, bâtiments, travaux publics, carrières, décharges, terrains vagues)[68]. La figure 47 récapitule ces ordres de comparaison.
- Utilisation des sols associée au développement des biocarburants : concernant la filière biocarburant, la directive 2015/1513 fixe un plafond pour les biocarburants conventionnels au niveau national. Les dispositions de la PPE, qui favorisent les biocarburants avancés, devraient permettre d'éviter de nouveaux besoins en surfaces agricoles pour le développement des biocarburants.

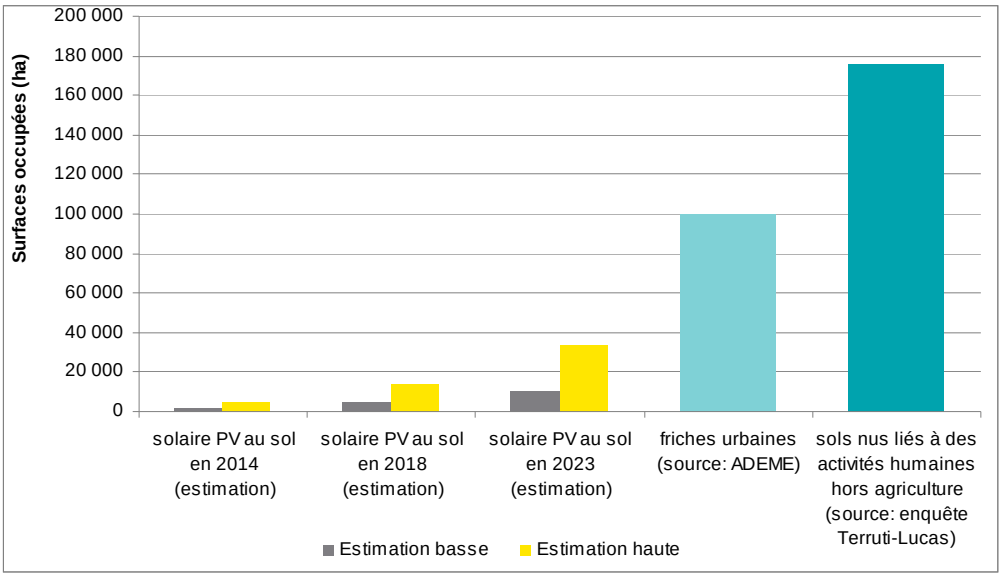


Figure 56 : Comparaison de l'occupation d'espace potentielle liée aux installations solaires photovoltaïques aux surfaces artificialisées de type friches

Les orientations de l'État en matière de report modal, ainsi que le développement des transports collaboratifs et des carburants alternatifs pourraient conduire à la création d'infrastructures nouvelles sur le territoire national, qui seront susceptibles d'avoir des incidences ponctuelles sur les paysages, l'utilisation des sols et la biodiversité. Parallèlement, il est nécessaire de tenir compte des opportunités d'amélioration associées à la SDMP relativement aux paysages, aux sols et à la biodiversité. La réorganisation des territoires nécessaire à la maîtrise de la demande et au report modal offre l'opportunité d'une pacification des paysages et des environnements urbains. L'accès de la population à des paysages de proximité de qualité pourrait ainsi être renforcé. Plus généralement, la maîtrise de la demande de mobilité limite les besoins en infrastructures routières, consommatrices d'espace et sources potentielles de modification des paysages.

De potentielles pressions sur les ressources et la gestion des déchets à moyen terme, à anticiper dès à présent

La durabilité des filières renouvelables conditionnée à l'anticipation de leurs incidences sur les ressources et matériaux stratégiques

Le développement des énergies renouvelables est susceptible d'induire un recours accru à certaines ressources spécifiques, particulièrement certains métaux rares comme l'indium, le sélénium ou le tellure utilisés pour une partie des panneaux photovoltaïques à haut rendement. Le développement des moyens de stockage innovants de l'énergie pourra lui aussi conduire à une pression supplémentaire sur certains matériaux stratégiques, qu'il convient d'anticiper dès à présent. Les mesures préconisées par l'évaluateur visent en ce sens à anticiper la structuration de filières de recyclage adaptées et à favoriser l'éco-conception des dispositifs ainsi que la recherche sur les technologies innovantes les moins intensives en ressources (voir chapitre 6, recommandation 3).

De même, bien que limitant la dépendance énergétique de la France envers les hydrocarbures traditionnels, le développement des mobilités alternatives entraînera l'émergence d'enjeux d'approvisionnement pour de nouvelles

[67] La méthodologie d'estimation est détaillée au chapitre 8 « présentation des méthodes utilisées ».
[68] Les sources utilisées pour ces comparaisons sont détaillées dans l'état initial de l'environnement, dans la section relative à l'utilisation des sols.

ressources spécifiques. Ainsi, le développement des carburants alternatifs nécessitera l'émergence d'une chaîne d'approvisionnement structurée et capable de répondre aux nouveaux besoins. Cet enjeu concerne particulièrement l'hydrogène carburant et le GNV, les biocarburants étant substituables aux hydrocarbures traditionnels et ne nécessitant pas de nouvelle infrastructure. De plus, la fabrication des batteries pour les véhicules électriques nécessite le recours à certains métaux rares, tels que le lithium ou le cobalt, qui peuvent se révéler stratégiques à moyen terme. En effet, leurs réserves mondiales sont limitées et leur répartition géographique peut rendre l'approvisionnement sensible au contexte géopolitique. Il apparait donc indispensable que des filières de recyclage et de récupération se mettent en place pour accueillir les véhicules en fin de vie, afin de maximiser les potentiels de récupération de ces ressources stratégiques. De manière plus générale, la transition vers une mobilité durable nécessitera la gestion de déchets provenant de diverses sources et qui devra être anticipée : grands projets d'infrastructures entraînant des travaux, réduction prévue du parc automobile particulier pouvant entraîner une augmentation temporaire du volume de déchets automobiles.

Des déchets nucléaires et liés au démantèlement à gérer dans le temps

En fonction du calendrier d'évolution du parc des centrales nucléaires se posera la question du démantèlement et de la production de déchets correspondante. Compte tenu de la durée des travaux de démantèlement et des caractéristiques des différentes filières de gestion des déchets nucléaires, l'incidence environnementale d'une anticipation de l'arrêt de certains réacteurs doit être suivie avec attention.

Cet enjeu constitue l'une des priorités du Plan National de Gestion des Matières et Déchets Radioactifs (PNGMDR) : ce plan, qui fera l'objet d'une évaluation environnementale stratégique, permettra d'améliorer progressivement, y compris sur le plan environnemental, la gestion des déchets nucléaires.

Un accroissement des pressions sur les ressources en biomasse à éviter, en veillant à articuler la PPE avec la SNMB

Des conflits d'usage pourraient émerger concernant l'utilisation de la biomasse pour les différentes filières énergétiques concernées (bois-énergie, biogaz, biocarburants) et les filières traditionnelles (agriculture, sylviculture, construction). Si ces problématiques sont gérées et anticipées dès maintenant, le développement des EnR et des carburants alternatifs permettra en retour de diminuer la dépendance de la France à l'importation d'énergies fossiles. De plus, la PPE devrait permettre d'améliorer la sécurité d'approvisionnement pour de nombreuses énergies. C'est le cas avec le développement du gaz d'origine renouvelable. Les moyens dédiés à cette question seront détaillés dans la stratégie nationale de mobilisation de la ressource biomasse avec laquelle la PPE devra s'articuler (voir chapitre 2 pour l'articulation de la PPE avec la SNMB).

Des incidences localisées sur les milieux naturels et la biodiversité qui devront faire l'objet d'un suivi attentif au niveau national

La modification du mix énergétique, inscrite dans la PPE, aura pour conséquence la profonde réorganisation du système de production énergétique sur le territoire. Le développement des énergies renouvelables induit un système de production d'énergie largement décentralisé qui engendre des enjeux localisés au regard des territoires et de la biodiversité. Si les incidences sur la biodiversité varient selon les énergies, elles pourront, dans de nombreux cas, être négatives si elles ne sont pas pilotées en amont des projets. Cette démarche impliquera non seulement des efforts au niveau local mais aussi de mener ou de poursuivre des études approfondies sur les impacts de chaque filière et d'intégrer les retours d'expérience des projets développés. S'agissant des infrastructures énergétiques, une attention particulière à la question des continuités écologiques devra être portée.

Vers des installations d'énergies renouvelables compatibles avec l'intérêt écologique ou agronomique de certains sites ?

Certaines technologies déjà existantes ou en cours de développement peuvent favoriser, dans certaines conditions, la conciliation d'un usage environnemental et énergétique des sites, en particulier pour la production d'énergie solaire. Quelques exemples sont donnés à titre illustratif ci-dessous. Les recommandations de l'EES (chapitre 6), proposent de poursuivre la recherche et le développement sur ce type de technologies afin d'éviter que le développement de l'énergie photovoltaïque ne conduise, à moyen et à long terme, à des incidences notables sur les milieux.

Les panneaux photovoltaïques inclinés ou en «shed», permettent à des plantes d'ombre ou de mi-ombre comme certaines plantes vivaces, les fougères et certaines graminées de pousser dessous. De plus lorsqu'ils sont suffisamment espacés (80 centimètres environ), des plantes de soleil sont plantées afin de diminuer la surface artificialisée. Cette technique a un impact particulièrement positif sur les toitures, elle a été utilisée par Optigreen pour le projet de Filderado Filderstadt. Elle est également utilisée dans des centrales avec panneaux photovoltaïques au sol. La présence de végétation permet d'implanter des installations annexes comme des ruches, hôtel à insectes ou abris à chauves-souris comme pour la centrale de Toul-Rosières, considéré comme la plus grande d'Europe.

Les panneaux solaires surélevés permettent quant à eux de laisser une hauteur suffisante afin de que les espèces puissent circuler au sol, cela pouvant être propice au maintien d'activités d'élevage. Cette technique est utilisée dans plusieurs centrales notamment à Ortaffa, au sud de Perpignan où le troupeau compte près de 300 brebis et leurs agneaux.

Les serres anticycloniques à couverture semi-photovoltaïque (50 % de panneaux, 50 % de tôle ondulée diffusante) développées par AkuoEnergy permettent d'associer la culture vivrière ou d'espèces endémiques à la production

d'énergie. Cette technique est utilisée pour la centrale de Bardzour sur l'île de la Réunion, qui combine production énergétique et maraîchage biologique.[69]

Les incidences ponctuelles liées aux infrastructures de transports, en lien avec la SDMP, devront également être anticipées (cf. supra).

Des considérations paysagères à intégrer dans les processus de décision et de concertation

Le développement des EnR, notamment de l'éolien et du solaire, est susceptible de modifier durablement les paysages, du fait de l'incidence visuelle des parcs développés. Il sera donc nécessaire de s'assurer de la bonne prise en compte des considérations paysagères dans le développement des parcs comme le prévoit la réglementation, notamment car ils conditionnent la faisabilité des projets au niveau local. Des modifications des paysages peuvent également être associées à l'exploitation des forêts, utile notamment à la filière bois-énergie. Une anticipation de ces évolutions peut permettre de concilier l'exploitation des forêts avec un entretien des paysages et un maintien de la biodiversité en évitant l'enfrichement des parcelles et la fermeture des milieux.

Les incidences ponctuelles liées aux infrastructures de transports, en lien avec la SDMP, devront également être anticipées (cf. supra).

Une incidence neutre de la PPE sur les masses d'eau, à condition de favoriser le maintien d'une production hydroélectrique respectueuse des milieux aquatiques et d'anticiper les risques liés au développement de la géothermie

Du fait de l'intégration de dispositifs visant à restaurer la qualité écologique des cours d'eau dans le cadre de rénovations des installations hydroélectriques existantes (arrêté tarifaire applicable aux rénovations jusqu'à fin 2015, renouvellement des concessions hydroélectriques), et d'une orientation prioritaire des développements de capacité vers les seuils existants pérennes, la PPE pourrait contribuer à l'amélioration de l'état des masses d'eau. Le développement des nouvelles installations devra s'inscrire dans ce cadre de bonne prise en compte de la fonctionnalité des milieux aquatiques, sachant que les objectifs de la PPE sont peu élevés. La bonne prise en compte de la fonctionnalité des milieux aquatiques constitue un enjeu essentiel pour permettre le maintien de capacités hydroélectriques importantes, qui contribuent à la flexibilité du système électrique et sont de nature à favoriser l'intégration des énergies renouvelables dans ce système.

Le développement de la géothermie peut quant à lui conduire à une déstabilisation ou une pollution des masses d'eau souterraines ; ces incidences devront faire l'objet d'une attention à l'échelle locale des projets comme le prévoit la réglementation et de travaux de recherches approfondis au niveau national (voir chapitre 6).

Des incidences sur les risques naturels et technologiques à surveiller attentivement mais qui ne devraient pas, à court terme, représenter un enjeu notable

Les risques naturels et technologiques font respectivement l'objet de stratégies de gestion spécifiques. Les orientations prévues par la PPE ne devraient pas, compte-tenu des dispositifs et réglementations applicables en la matière, conduire à une hausse des risques associée aux dispositifs de production et infrastructures énergétiques à court terme.

Toutefois, l'accroissement des aléas climatiques à long terme suppose d'améliorer la connaissance et les mesures de prévention des risques induits par ces aléas. Ces derniers pourraient fragiliser les réseaux de transport et de distribution de l'énergie. Dans la mesure où la PPE envisage le maintien d'un niveau important de capacités nucléaires ainsi que la possibilité de nouvelles capacités, il conviendra d'anticiper les enjeux des interactions entre risques climatiques et risques nucléaires.

Les décisions de prolongation du fonctionnement des réacteurs existants sont du ressort de l'Autorité de sûreté nucléaire, et les risques associés seront évalués dans ce cadre.

Concernant les risques associés aux transports, les mesures prises par la SMDP devraient tendre à limiter ces risques : diminution des besoins de mobilité par rapport à un scénario tendanciel, mesures d'optimisation permettant de réduire le nombre de kilomètres parcourus, incitation au report modal vers les moyens de transports moins risqués et entraînant une moins grande exposition du public (en favorisant le ferroviaire et le fluvial par rapport au routier, les transports en communs à la mobilité individuelle), meilleure gestion des flux de matières dangereuses.

Cependant, le développement de carburants alternatifs sera responsable de l'émergence de risques spécifiques, qui devront faire l'objet d'une gestion appropriée au niveau des infrastructures concernées. L'hydrogène carburant et le GNV, s'ils ne sont pas intrinsèquement plus dangereux que les carburants traditionnels, présentent des enjeux de sécurité propres qu'il convient de prendre en compte tout au long de la chaine d'approvisionnement, de la production jusqu'au consommateur.

Une incidence globalement positive sur les nuisances sonores par l'apaisement du cadre de vie urbain et périurbain

La SDMP dispose de leviers pour agir sur les nuisances sonores et maximiser les potentiels bénéfices sur l'environnement sonore. A ce titre, les mesures préconisées devraient conduire à une diminution des nuisances sonores au sein des agglomérations et à proximité des grands axes de circulation, grâce à la maîtrise de la demande, au développement des transports collaboratifs, au report modal vers les transports en commun ou les mobilités douces, ou encore aux mesures d'optimisation permettant d'augmenter le taux de remplissage des véhicules. De plus, les véhicules fonctionnant avec des carburants alternatifs sont en général moins bruyants que les véhicules thermiques traditionnels, et leur déploiement

[69] Sources : http://www.photovoltaique.info/Exemples-de-bonnes-pratiques.html. Bruxelles environnement : La compatibilité entre les panneaux solaires et la conception des toitures vertes.

présente donc une opportunité pour la réduction des nuisances sonores, principalement en agglomération. Cependant, cette caractéristique présente également des risques, avec une accidentologie possiblement plus élevée, notamment pour les piétons habitués à entendre les véhicules approcher. L'EES recommande donc d'anticiper ces évolutions et de déployer des efforts de recherche sur les différentes solutions envisageables, conciliant sécurité et nuisances sonores (cf. mesures recommandées, paragraphe 6).

L'incidence des autres volets de la PPE sera en revanche globalement négligeable, bien que des risques au niveau local soient à anticiper. Certaines filières énergétiques renouvelables sont susceptibles de générer des nuisances localisées : bruit et nuisances électromagnétiques associés au fonctionnement des éoliennes, odeurs liées aux installations de méthanisation, etc. Les preuves scientifiques accréditent un niveau d'incidence négligeable de ces phénomènes, à condition que les projets se développent dans le respect des réglementations applicables (études d'impacts, respect de la distance de 500 m des habitations pour les éoliennes) et en concertation avec les territoires concernés.

Analyse des enjeux environnementaux transfrontières

A l'instar de l'analyse au plan domestique, une incidence notable au niveau transfrontière résulte de deux paramètres : un niveau d'enjeu initial fort à l'échelle du territoire étudié (qualité environnementale importante au niveau du territoire), couplé à une atteinte à la qualité environnementale en question à cette échelle. Ainsi, un impact sur l'environnement peut être qualifié de notable lorsque le maintien de cette caractéristique environnementale apparaît important pour le territoire étudié et lorsque le plan/schéma/programme porte atteinte au maintien de la qualité environnementale.

D'éventuelles évolutions des pollutions atmosphériques transfrontières à anticiper mais entrant dans le cadre de la politique communautaire déjà en place

L'évolution de l'approvisionnement énergétique français pourra être de nature à influer les émissions atmosphériques associées à la production d'énergie sur le territoire national, et pouvant alors induire des incidences à l'origine de modifications de la qualité de l'air des pays voisins, du fait de la nature transfrontalière des principaux polluants atmosphériques. La politique communautaire en place au sujet de la pollution atmosphérique transfrontière, via la Directive 2001/81/CE du 23 octobre 2001 fixant des plafonds d'émission nationaux pour certains polluants atmosphériques (concernant le SO_2, les NOx, COV, NH_3 et particules), internalise déjà le sujet des pollutions atmosphériques transfrontières, en fixant des plafonds nationaux des principaux polluants à l'échelle des différents Etats Membres de l'Union Européenne. Dans le cadre de l'application de cette politique, la mise en place des objectifs et orientations de la PPE ne devrait par conséquent pas conduire à de nouvelles pollutions transfrontières.

Les imports/exports d'énergie et les enjeux associés à l'empreinte carbone des Etats membres et à la fonctionnalité écologique et climatique des *forêts sont à prendre en compte mais ne font pas l'objet d'incidences notables identifiables à ce stade :*

- Les enjeux en termes d'empreinte carbone et d'émissions territoriales des Etats membres liés aux imports / exports d'énergie sont les suivants :
  - Incidence négative potentielle : une hausse des émissions de GES et des émissions de polluants atmosphériques dans les pays voisins (Allemagne, Italie, Grande-Bretagne) pourrait se produire en cas de diminution des importations d'électricité (décarbonée) depuis la France. En fonction de l'évolution du parc nucléaire en France et de la montée des énergies renouvelables, les Etats membres pour couvrir leurs besoins en électricité pourraient recourir à une électricité produite à partir de sources fossiles (gaz ou charbon, en Grande-Bretagne ou en Allemagne), en cas d'évolution du parc nucléaire. Par ailleurs, un besoin d'importer de l'électricité de nos voisins, en moyenne nettement plus carbonée que l'électricité produite en France, pourrait apparaître.
  - Incidence positive potentielle : diminution de l'empreinte carbone des pays voisins du fait de l'exportation d'une énergie plus propre depuis la France.
- Les enjeux en termes de fonctionnalité écologique et climatique des forêts des autres Etats membres liés aux imports de biomasse sont les suivants :
  - Incidence négative potentielle : Déstabilisation des écosystèmes et des systèmes de puits de carbone des pays voisins du fait d'une mobilisation accrue de la biomasse (principalement bois) de ces pays afin de couvrir les besoins en ressources pour alimenter les installations énergétiques biomasse installées en France.

A ce stade, l'occurrence de telles incidences est faible et incertaine :

- L'évolution des capacités électriques installées ainsi que les efforts de maitrise de la demande conditionneront les évolutions des imports/exports.
- De même sur le bois, la possibilité des importations est incertaine en raison de la mise en œuvre de la stratégie de mobilisation de la biomasse et des schémas régionaux de la biomasse. Il convient aussi de rappeler que les règles actuellement en vigueur pour l'attribution des aides du fonds chaleur de l'ADEME permettent a priori de couvrir un tel risque en prévoyant que « *Le recours au bois d'importation doit être étudié au cas par cas pour résoudre un problème ponctuel de conflit d'usage. L'importation doit être définie de façon temporaire, limitée en volume, après s'être assuré que des moyens ont été donnés pour mobiliser les biocombustibles disponibles dans l'aire d'approvisionnement et avoir fait l'objet d'un bilan environnemental (type ACV ou un bilan comparatif avec la région Française pour les pays limitrophes). Le candidat s'assure que son plan d'approvisionnement est en conformité avec la législation en vigueur et en particulier le*

règlement bois de l'union européenne (RBUE) adopté en France le 3 mars 2013 (consultable sur : http://eur-lex.europa.eu). De plus, le bois importé doit provenir à 100% de forêts gérées durablement (PEFC, FSC…). »

Dans tous les cas, des études de suivi pourront être menées au cours de la PPE.

Enfin, les éventuelles incidences transfrontières associées au développement des réseaux électriques, gaziers ou pétroliers ainsi que des nouvelles unités de production d'électricité (dont nucléaire) ont vocation à être analysées dans le cadre de chacun des projets susceptibles d'impliquer des incidences transfrontalières, dans le respect des conventions internationales applicables en la matière.

Analyse générale des incidences du point de vue de leur horizon, de leur réversibilité et de leur caractère direct ou indirect

Une incidence globale directe positive de la PPE sur l'environnement, et des incidences indirectes qui constituent de réels leviers liés à la maîtrise de la demande et à la flexibilité du système énergétique

Pour les volets pour lesquels une incidence probable a été identifiée, le caractère direct ou indirect de cette incidence a pu être évalué. De manière générale, il apparaît que la majorité des incidences identifiées ont un caractère direct. D'une part, la majeure partie des incidences liées à la mise en œuvre de la PPE découle d'une atténuation directe des émissions des GES et pollutions atmosphériques du fait du développement des énergies renouvelables et d'une réduction des consommations d'énergies fossiles. D'autre part, les incidences potentiellement négatives identifiées sont en majorité associées au développement des projets de production énergétique ou de réseaux et aux interactions directes que ces développements peuvent avoir sur l'état local de l'environnement : pression sur les masses d'eau, les sols, la biodiversité, les paysages, etc.

Les incidences indirectes identifiées dans l'EES concernent les orientations de la PPE relatives à la maîtrise de la demande, et à la flexibilité générale du système énergétique (effacement, stockage, amélioration des réseaux) : ce type d'orientation devrait favoriser à la fois la réduction des besoins énergétiques, et donc indirectement les pressions sur les ressources environnementales nécessaires à la production d'énergie, et la bonne intégration des énergies renouvelables dans le système, menant indirectement à une accentuation des incidences positives identifiées pour ces énergies sur le climat et la qualité de l'air.

Une majorité d'incidences permanentes, soulignant la durabilité des effets positifs de la PPE sur l'environnement, mais aussi la nécessité de tenir compte des mesures préconisées afin d'éviter toute altération notable durable de l'environnement

Le caractère permanent de la grande majorité des incidences positives identifiées est en accord avec la nature de la PPE : si l'horizon du document se veut à court terme (horizons 2018 et 2023 pour cette première programmation), il vise à mettre en place des stratégies de long terme et s'inscrit dans une trajectoire nationale à horizon 2030 fixée par la LTECV. En outre, le système énergétique possède une inertie assez forte et les changements majeurs escomptés dans la LTECV se feront progressivement jusqu'à des horizons de moyen voire long terme. Les effets de leur réalisation à travers la mise en œuvre de la PPE auront de fait une nature généralement permanente.

L'absence quasi-totale d'effets temporaires permet de s'assurer que la PPE a été élaborée dans un souci de continuité et de prévalence des enjeux de long terme : aucun ajustement temporaire ne devrait être rendu nécessaire par des changements précipités. Cela se retrouve dans le fait que de nouvelles capacités thermiques ne sont pas rendues nécessaires pour compenser une sortie trop rapide du nucléaire, en attendant un développement suffisant des renouvelables.

Certaines incidences ont tout de même été jugées comme réversibles :

- Les émissions des GES liées à l'exploitation de la forêt auront potentiellement un caractère réversible car le maintien des surfaces forestières à long terme et l'accumulation de biomasse dans le temps pourront compenser cet effet de court/moyen terme par un stockage de carbone à long terme.
- Les incidences relatives à la gestion des déchets liés aux filières renouvelables et de stockage, qui sont encore jugées incertaines à ce stade, sont considérées comme réversibles dans la mesure où la mise en place de filières de recyclage adaptées doit permettre d'absorber la production de déchets dans le temps, en permettant le cas échéant un lissage des à-coups qui auraient lieu au cours des premières années de mise en place de la filière.

Les mesures préconisées par l'évaluateur visent dans tous les cas à éviter toute incidence négative, que celle-ci soit permanente ou réversible (voir recommandations au chapitre 7).

Des incidences aux horizons temporels variés, reflétant les maturités des différentes filières et l'inertie des systèmes énergétique et climatique

Les horizons temporels des incidences identifiées sont assez nettement différents selon la maturité des filières correspondantes. Ainsi, les énergies renouvelables dont les filières sont arrivées à une maturité suffisante pour un déploiement immédiat (éolien, solaire) auront tendance à connaître un développement rapide dont des incidences se verront à court terme, alors que les filières qui sont à des stades de recherche ou expérimentaux en France (énergies marines, stockage innovant) ont des incidences prévisibles à moyen ou long terme, avec un plus large degré d'incertitude. Cela permet de souligner que certaines des orientations qui sont prises dès aujourd'hui (principalement les orientations concernant la recherche sur les incidences ou le développement de nouvelles technologies), si elles n'ont pas d'effet notable à court terme, conditionnent les évolutions du système énergétique dans le futur. Lorsqu'il s'agit d'incidences négatives identifiées à long terme, il est important d'anticiper l'amélioration de la connaissance de ces incidences par la conduite de travaux de recherche spécifiques (cf. mesure recommandées au chapitre 7 de l'EES).

On note enfin que des effets de long terme seront liés respectivement à l'inertie du système énergétique et au temps de réaction long de certains phénomènes écologiques et climatiques :

- L'arrivée à fin de vie des installations énergétiques est le reflet, avec plusieurs décennies de décalage, des politiques décidées à un moment précis. Le démantèlement des centrales nucléaires pose des enjeux à relativement court terme, quand la gestion des déchets de panneaux solaire et éoliennes, et plus encore les déchets des batteries, poseront des enjeux à plus long terme. Il n'empêche que ces effets doivent être anticipés dès maintenant.
- Les interactions entre système énergétique et système climatique seront amenées à évoluer, et certains phénomènes se caractérisent par une temporalité multiple. Notamment les phénomènes de dette carbone liés à la filière bois dans son ensemble et à la filière bois-énergie impliqueront des incidences potentielles aux différentes échelles temporelles identifiées.

Analyse détaillée des incidences par volet et thématique environnementale

Les incidences attendues des différents volets de la PPE sur chacune des thématiques environnementales sont détaillées ci-après. Les mesures d'évitement, de réduction ou de compensation proposées afin de minimiser l'effet négatif de la PPE sur l'environnement et d'en maximiser l'effet positif s'appuient sur l'identification de ces incidences potentielles et sont présentées au chapitre 6.

La maille d'analyse retenue regroupe certaines filières, dont les enjeux énergétiques peuvent être dissociés mais présentant des enjeux environnementaux semblables. Il s'agit notamment des filières suivantes :

- Bois-énergie: les filières bois-énergie chaleur et électricité sont analysées ensemble,
- Solaire : les filières solaire thermique et solaire photovoltaïque sont analysées ensemble,
- Géothermie: les filières géothermie chaleur et électricité sont analysées ensemble.

Certaines filières n'apparaissent pas dans ces tableaux car l'analyse ci-avant a démontré que les enjeux de ces filières sont faibles au regard de l'environnement. C'est le cas de la filière des pompes à chaleur, dont les effets sur l'environnement ont été jugés négligeables.

Les incidences décrites ci-après sont attendues sans mise en place des mesures d'évitement, de réduction et de compensation prévues au chapitre suivant.

Légende

	Effets notables probables	Type d'effet	Durée	Horizon
Domaine impacté	Potentiellement positif Potentiellement négatif incertain	Direct / Indirect	Permanent / Temporaire	Court / Moyen / Long terme

Maîtrise de la demande

	Effets notables probables	Type d'effet	Durée	Horizon
Energies et changement climatique **Qualité de l'air** **Ressources et déchets** **Ressource en eau** **Biodiversité** **Paysages et Patrimoines** **Utilisation et pollution des sols** **Nuisances**	Potentiellement positif	Direct	Permanent	Court terme
	Les actions de maîtrise de la demande de la PPE permettront de conduire à une moindre utilisation d'énergie et donc un moindre recours aux ressources environnementales nécessaires pour produire ces énergies et aux conséquences associées à cette production. Ces effets se répercuteront principalement sur les émissions de gaz à effet de serre, la production de déchets et la qualité de l'air, mais aussi localement et plus ponctuellement sur les sols, la biodiversité et les paysages (voir analyse détaillée des incidences du développement de chaque source d'énergie sur les différentes thématiques environnementales par la suite). Ces effets globaux sont potentiellement positifs et leur ampleur dépendra de la trajectoire des besoins énergétiques. L'ampleur est d'autant plus forte dans le cas du scénario bas des besoins énergétiques. La réalisation de cette hypothèse conduirait à une nette amélioration de l'état de l'environnement sur les différentes thématiques évoquées ci-dessus. La fourchette haute de consommation se traduirait par une baisse de la consommation par rapport à 2012. Ce scénario permet également de réduire la demande d'énergie, en intensité énergétique par point de PIB. Dans ce cadre, les actions proposées par la PPE en faveur de la maîtrise de la demande sont de nature à favoriser l'atteinte du scénario bas de consommation, mais gagneraient à être précisées afin de conforter les possibilités d'atteinte du scénario bas : - Les orientations portant sur l'industrie ciblent également une source potentiellement importante de gisements d'efficacité, mais pourraient être renforcées. - Les orientations et actions en faveur de la rénovation des bâtiments sont particulièrement importantes dans la mesure où le bâtiment est responsable de près de la moitié de la consommation finale d'énergie en France. Il conviendra de veiller à la bonne gestion des			

	impacts localisés engendrés par les travaux de rénovation (déchets de chantiers notamment), et de porter une attention à l'incidence des rénovations sur la qualité de l'air intérieur: plusieurs études montrent que les politiques de rénovation énergétique des bâtiments doivent prendre en compte ce sujet, car une détérioration de la ventilation des bâtiments pourrait mener à une hausse du coût social associé à la qualité de l'air intérieur. Les orientations relatives aux transports gagneraient à être précisées au sein de la SDMP.

Développement des énergies renouvelables et de récupération

Incidences communes aux différentes filières

Une analyse générale des enjeux relatifs aux énergies renouvelables et de récupération concernant les émissions de GES et les ressources est proposée ici, étant donné que des incidences globales peuvent se dégager sur ces thématiques. Une analyse détaillée par filière est proposée par la suite.

	Effets notables probables	Type d'effet	Durée	Horizon
Energies et Changement Climatique **Qualité de l'air**	Potentiellement positif	Direct	Permanent	Court terme
	D'une façon générale, le développement des énergies renouvelables permettra de limiter les émissions de gaz à effet de serre du secteur de l'énergie. Dans un contexte de réduction de la part de la production d'énergie nucléaire, l'accélération du développement des énergies renouvelables permise par la PPE devrait permettre de limiter le recours aux énergies fossiles et ainsi de maîtriser les émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques associées à l'utilisation des énergies fossiles. La PPE vise à garantir la sécurité de l'approvisionnement électrique sans émissions de GES supplémentaires, en proposant d'engager les investissements nécessaires pour la prolongation d'une partie du parc nucléaire (sous réserve de l'avis de l'Autorité de sûreté nucléaire) et de poursuivre le développement du parc hydraulique. Ceci devrait notamment permettre d'éviter de recourir au développement de productions thermiques de pointe en cas de forte demande électrique, et de mieux intégrer des énergies renouvelables dans le système énergétique en apportant une réponse aux enjeux d'intermittence. Le développement de la chaleur renouvelable, du gaz renouvelable et des carburants d'origine renouvelable combiné à la réduction des consommations d'énergie dans les secteurs diminuera la dépendance aux énergies fossiles et diminuera les émissions de gaz à effet de serre. Dans le cadre de cette évolution globalement favorable, il convient de souligner malgré tout que l'incidence des filières bois-énergie et biocarburants sur le changement climatique est plus incertaine dans la mesure où l'empreinte carbone des filières dépend des ressources et des modes de production (se reporter à l'analyse détaillée de ces filières). Par ailleurs, le développement de la filière bois-énergie est potentiellement très émetteur en polluants atmosphériques et particulièrement en particules fines. Une vigilance particulière devra être apportée à la qualité environnementale des technologies retenues, et à leur contrôle. La pollution de l'air se caractérisant par des phénomènes locaux, les recommandations relatives au développement et à l'encadrement de la filière bois-énergie pourraient être localement renforcées. Concernant le biocarburant, une amélioration des connaissances est nécessaire quant à ces impacts potentiels sur la qualité de l'air. Ces aspects sont développés dans les sections dédiées à ces énergies, dans la suite de ce chapitre.			

	Effets notables probables	Type d'effet	Durée	Horizon
Ressources et Déchets	Potentiellement négatif	Direct	Temporaire	Long terme
	A moyen et long terme, lorsque les parcs existants et en développement arriveront au terme de leur durée de vie, la question de la gestion des déchets issus d'installations éoliennes et photovoltaïques sera posée. Si les pièces métalliques et les composants électroniques peuvent être intégrés à des filières de recyclage existantes, les pièces en matériaux composites sont plus difficilement valorisables, de même que les fondations en béton. Les possibilités de traitement et valorisation de ces déchets devront par conséquent être anticipées. Par ailleurs certaines technologies utilisent des métaux considérés comme rares à l'échelle planétaire. On citera par exemple le néodyme dopé au dysprosium pour certaines éoliennes de forte puissance, l'indium, le sélénium ou le tellure pour une partie des panneaux photovoltaïques à haut			

	rendement. Le recours accru à ces matériaux stratégiques, qui pourrait résulter du développement accéléré de ces filières à l'échelle métropolitaine, est identifié comme une incidence potentiellement négative à moyen terme à anticiper au plus tôt dans le cadre de la définition de la trajectoire énergétique française.

Hydroélectricité et STEP

	Effets notables probables	Type d'effet	Durée	Horizon
Ressources en eau **Biodiversité**	Incertain	Direct	Permanent	Moyen terme
	La qualité écologique des cours d'eau peut être fortement impactée par les obstacles physiques qui peuvent s'opposer au bon écoulement, au transport des sédiments, et au respect du cycle de vie des espèces aquatiques. A ce titre les actions de mise en conformité des installations hydroélectriques existantes avec les règles relatives à la continuité écologique pourraient contribuer de façon notable à l'amélioration de l'état écologique des cours d'eau. Potentiellement, cette amélioration de l'état écologique des cours d'eau pourrait s'accompagner d'un effet positif pour la biodiversité desdits cours d'eau mais également des milieux environnants compte-tenu des fortes interactions entre trame verte et trame bleue : meilleure circulation des espèces (notamment les espèces amphihalines), bénéfices pour d'autres milieux naturels étroitement associés au fonctionnement écologique des cours d'eau (zones humides, prairies, etc.). Les rénovations d'ouvrages existants, intégrant la mise en conformité, pourraient donc contribuer à cette incidence positive. Le développement de l'hydroélectricité et des moyens de stockage par STEP peuvent potentiellement avoir des incidences sur les milieux aquatiques, que ce soit en phase de construction ou d'utilisation, dans la mesure où ils devraient aussi résulter dans la construction de nouveaux ouvrages : ruptures de continuité écologique, altération à l'hydromorphologie du cours d'eau, réchauffement localisé des masses d'eau, modifications d'habitats aquatiques et alluviaux en amont et en aval des barrages. etc. Ces effets seront variables selon les localisations et les dimensions des projets, et seront à identifier, préciser et anticiper à l'échelle locale dans le respect des orientations fixées par les SDAGE applicables. Néanmoins, il convient de mettre cette incidence au regard des objectifs de développement de l'hydroélectricité portés par la PPE inférieurs aux objectifs portés par l'ancienne PPI électricité, A plus long terme, les évolutions climatiques seront susceptibles d'influer sur les capacités de production hydroélectriques (modification des régimes pluviométriques et hydrologiques, accentuation des phénomènes de sécheresses, etc.). Le maintien des fonctions écologiques des cours d'eau constitue de ce fait une condition indispensable pour assurer, sur le long terme, une production durable d'énergie hydroélectrique (meilleure résilience des cours d'eau face au changement climatique).			

Eolien terrestre

	Effets notables probables	Type d'effet	Durée	Horizon
Biodiversité **Paysages et Patrimoines** **Nuisances**	Potentiellement négatif	Direct	Permanent	Court terme
	<u>Biodiversité :</u> A court terme, des incidences sur la biodiversité sont prévisibles du fait des objectifs de développement importants de l'éolien fixés par la PPE. En effet, au niveau local, les éoliennes peuvent avoir des incidences sur la biodiversité : perturbation de l'avifaune et des chiroptères (oiseaux et chauves-souris), destruction ponctuelle de végétation sur le site d'implantation, dérangement de la faune, etc. Il est à noter que ces incidences dépendront fortement de la localisation géographique des éoliennes, sont spécifiques de chaque projet et pourront varier en fonction des sensibilités écologiques locales. Elles feront l'objet d'une anticipation et d'une gestion spécifique dans le cadre des procédures d'autorisation administratives s'appliquant à chaque projet. Tout projet de parc est ainsi soumis à un examen approfondi de l'intégration des éoliennes dans leur environnement, de la bonne prise en compte des risques associés à leur exploitation et fait l'objet d'une étude d'impact. Puis l'arrêté d'autorisation fait l'objet de prescriptions visant à réduire les impacts identifiés, voire à mettre en place des compensations. <u>Paysages et Patrimoines :</u> Une probable modification des paysages du fait du développement des éoliennes doit également être anticipée. Les éoliennes modifient le paysage dans lequel elles s'insèrent, visuellement, par leur hauteur, leur envergure, leur positionnement et leur nombre, en ayant par ailleurs des impacts sur les			

	représentations et les valeurs attachées à ces paysages. Il est donc nécessaire de prendre en considération l'incidence paysagère de tout nouveau développement afin de favoriser son intégration dans le contexte paysager local en tenant compte des perceptions par les populations, et en tenant compte par ailleurs des parcs en présence ou en projets. Il est rappelé que dans le cadre des procédures relatives aux ICPE, des mesures peuvent être prescrites par le préfet pour éviter, réduire ou compenser les incidences identifiées dans le cadre de chaque autorisation ICPE (éloignement, contrôles réguliers, écrans, etc.). A long terme, le développement de l'énergie éolienne présente des risques de saturation du territoire. Une fois que les sites les plus propices au développement de l'énergie éolienne auront été exploités, il existe un risque que les développeurs de nouveaux projets se tournent progressivement vers des sites plus sensibles du point de vue paysager, appelant une vigilance renforcée à ce point de vue. Nuisances : Du fait de leur hauteur et du mouvement des pales, les éoliennes sont susceptibles de causer des nuisances pour les riverains : bruit, ondes électromagnétiques, projection d'ombre, effet stroboscopique, etc. Cependant, les études montrent que l'incidence de ces effets est négligeable à plus de 500 m, qui est la distance minimale à respecter entre une éolienne et les habitations, fixée par la réglementation française[70]. Il est rappelé cependant que l'incidence des éoliennes en termes de nuisances est très dépendante du contexte local et que la perception de cette incidence par les riverains constitue un enjeu important pour la faisabilité des projets. En raison du mouvement rapide de pièces métalliques dans le fonctionnement des éoliennes, ces dernières sont à l'origine de perturbations électromagnétiques de nature à gêner les signaux radars. De même les mâts qui ne sont pas en mouvement jouent un rôle dans les perturbations radars. Ces perturbations peuvent affecter les radars météorologiques ainsi que les radars de l'aviation civile et de la Défense. Si l'ampleur exacte des perturbations dépend des caractéristiques techniques et physiques du parc éolien et du type de radar concerné, la prise en compte de ces perturbations est nécessaire pour assurer le bon développement de la filière, à la fois au sein des documents de planifications régionaux (SRCAE) et par leur étude systématique pour chaque dossier d'autorisation ICPE.

Energies renouvelables en mer (y compris éolien en mer)

	Effets notables probables	Type d'effet	Durée	Horizon
Biodiversité	Incertain	Direct	Temporaire	Moyen terme
	Biodiversité : Les connaissances sur les incidences de l'éolien en mer posé sur la biodiversité marine sont encore insuffisantes pour établir un diagnostic clair. Les installations susceptibles d'affecter la biodiversité sont les installations de production d'énergie (l'éolienne elle-même) et de transport de l'énergie pour un raccordement au réseau terrestre. Les incidences potentielles identifiées peuvent porter sur la biodiversité des fonds marins, de la colonne d'eau, de l'interface air-eau (surface de l'eau), ou bien du milieu aérien. On note en particulier de possibles modifications localisée des habitats, et des risques de collisions avec les espèces. Plus généralement les incidences de la mobilisation des autres énergies marines sur la biodiversité restent très incertaines dans la mesure où ces filières émergentes sont encore au stade de la recherche et du développement en France, et il convient d'effectuer des travaux de recherche pour mieux caractériser ces effets.			
Paysages et Patrimoines **Nuisances**	Potentiellement négatif	Direct	Permanent	Moyen terme
	Paysages et Patrimoines : On s'attend à moyen terme à une modification probable des paysages littoraux du fait du développement de dispositifs de production d'énergies en mer, et en particulier du fait du développement des éoliennes en mer posées, qui présentent les objectifs de développement les plus			

[70] Source : Guide de l'étude d'impact des projets éoliens, MEDDE (actualisation 2010)

	forts parmi les énergies marines au sein de la PPE (les autres énergies marines étant au stade de développement et d'expérimentation). En effet, du fait de leur grande taille et forte visibilité, les éoliennes affectent le paysage dans lequel elles s'insèrent et il est nécessaire de prendre en considération cette incidence pour chaque projet. La prise en compte des caractéristiques paysagères locales est nécessaire dans le cadre du développement de ces projets. La visibilité depuis la côte de ces parcs situés à plus d'une dizaine de kilomètres des côtes est également à prendre en considération pour évaluer ces incidences, les conditions météorologiques et d'humidité pouvant faire fluctuer ce paramètre. De ce point de vue, les actions concrètes de la PPE à horizon 2016-2017, consistant à engager la consultation du public sur l'identification des zones propices au développement de nouveaux parcs en amont du lancement des prochains appels d'offre, sont de nature à favoriser l'ancrage territorial des projets et instaurer un cadre propice à une gestion coordonnée des incidences paysagères locales. Il est à noter que les éoliennes flottantes, qui peuvent être implantées dans des bathymétries plus importantes, présenteront un atout du point de vue paysager comparativement aux éoliennes posées, car elles devraient permettre une implantation à plus grande distance des côtes, en allant au-delà de 20-25 km (distances maximales actuellement constatées pour les parcs français en développement). Toutefois la recherche et développement concernant le raccordement à terre de ces installations devra également se poursuivre afin de permettre un tel éloignement des côtes. Leur développement à plus long terme pourrait représenter une opportunité pour la préservation des qualités des paysages côtiers. <u>Nuisances :</u> En raison du mouvement de pièces métalliques dans le fonctionnement des éoliennes, ces dernières sont à l'origine de perturbations électromagnétiques de nature à gêner les signaux radars à plusieurs dizaines de kilomètres alentours. Les mâts qui ne sont pas en mouvement jouent également un rôle dans les perturbations des radars. Ces perturbations peuvent affecter les radars météorologiques ainsi que les radars de l'aviation civile et de la Défense. Si l'ampleur exacte des perturbations dépend des caractéristiques techniques et physiques du parc éolien et du type de radar concerné, la prise en compte de ces perturbations est nécessaire pour assurer le bon développement de la filière, dès la phase d'identification des zones propices au développement de futurs parcs.

Electricité d'origine solaire

	Effets notables probables	Type d'effet	Durée	Horizon
Utilisation et pollution des sols **Biodiversité** **Paysages et Patrimoines**	Potentiellement négatif	Direct	Permanent	Court terme
	<u>Utilisation et pollution des sols :</u> Une hausse de la consommation d'espace du fait du développement de la filière photovoltaïque au sol est prévisible. En effet, la PPE privilégie le développement de centrales au sol consommatrices d'espace par rapport au solaire intégré au bâti : 4 658 ha à 13 974 ha à horizon 2018 et de 11 325 ha à 33 974 ha, au maximum, à horizon 2023 (estimations en fourchette haute), soit une multiplication par 8 à horizon 2023 des surfaces actuellement occupées par les centrales au sol[72]. Toutefois, le résultat resterait inférieur à 0,1% de la SAU actuelle. Le résultat correspondrait à moins de la moitié des surfaces en friches estimées par l'ADEME, et à moins d'un quart des sols liés à des activités humaines hors agriculture (chantiers, bâtiments, travaux publics, carrières, décharges, terrains vagues)[73]. Il est nécessaire de favoriser un développement de ces centrales photovoltaïques sur des terrains de faible valeur agronomique et écologique, et de viser prioritairement, par conséquent, les surfaces de friches ou délaissées et les surfaces déjà artificialisées. L'ADEME fait état de 100 000 ha de friches urbaines en France métropolitaine[73]. S'il ne s'agit que d'estimations, les données précises à ce sujet étant difficiles à obtenir, cela montre que l'ensemble du développement de la filière photovoltaïque pourrait potentiellement prendre place au sein d'espaces de friches. Les moyens de mobilisation de ces espaces ne sont cependant pas assurés aujourd'hui, la reconversion des friches pouvant poser des difficultés techniques et/ou financières aux porteurs de projets d'où les enjeux liés à l'utilisation d'autres surfaces artificialisées. Par ailleurs, ces espaces ne sont pas forcément distribués de la même façon que le potentiel solaire, et les outils de mobilisation des friches se sont davantage développés dans les grandes régions anciennement industrielles (notamment en Nord-			

[71] La méthodologie d'estimation est détaillée au chapitre 8 « présentation des méthodes utilisées ».
[72] Les sources utilisées pour ces comparaisons sont détaillées dans l'état initial de l'environnement, dans la section relative à l'utilisation des sols.
[73] Source : ADEME, http://www.presse.ademe.fr/2012/02/friches-urbaines-plus-de-90-sites-rehabilites-depuis-2009.html. Voir également l'étude "Évaluation macroscopique du potentiel photovoltaïque mobilisable au sol dans le sud de la France", CEREMA, janvier 2016.

	Pas-de-Calais), moins propices au développement de l'énergie solaire que certaines régions du sud de la France, où des friches urbaines ou industrielles sont tout de même présentes. Des travaux d'approfondissement sont nécessaires à ce sujet, afin de permettre l'inscription du développement des énergies décentralisées, et en particulier du photovoltaïque au sol, dans l'aménagement futur du territoire et dans une utilisation proportionnée et raisonnée de la ressource en espace. Biodiversité : La consommation d'espace par les centrales au sol est susceptible, selon les implantations, d'avoir des conséquences dommageables pour la biodiversité. Ces incidences seront évaluées précisément à l'échelle des projets mais doivent être anticipées au niveau national. A l'inverse dans certaines conditions, certaines technologies déjà existantes ou en cours de développement peuvent favoriser des réserves de biodiversité. Paysages et Patrimoines : Les centrales au sol auront inévitablement une incidence sur les paysages dans lesquels elles vont s'insérer, qui conduira dans tous les cas à leur modification. Il sera donc nécessaire d'intégrer des critères paysagers dans le développement de ces infrastructures. Lors de l'installation panneaux solaires sur bâtiments, une incidence sur le patrimoine bâti peut également se faire sentir, dépendant du contexte urbain dans lequel s'inscrit le développement et des dispositifs installés. Etant donné que le gisement potentiel est considérable pour cette filière, une prise en compte de ces incidences en amont ne devrait pas nuire au développement de ces énergies.

Bois-énergie (usage électricité et chaleur)

	Effets notables probables	Type d'effet	Durée	Horizon
Energies et changement climatique **Qualité de l'air**	Incertain	Direct	Temporaire	Moyen terme
	Changement climatique : L'empreinte carbone globale du bois-énergie est très variable suivant le mode d'exploitation et l'utilisation des ressources. Aucune étude existante ne permet de connaître l'empreinte carbone globale de la filière bois (et bois-énergie) en France. Les études disponibles mettent en avant les incertitudes existantes et les pistes d'actions pour mieux maîtriser l'empreinte carbone de la filière-bois énergie[74]. Si les forêts sont gérées de manière durable et que l'usage du bois-énergie est orienté vers les utilisations les plus efficaces, on peut s'attendre à des incidences positives sur les émissions de GES à long terme. En effet, des études montrent que la bonne gestion d'une forêt peut permettre de fixer davantage de carbone sur le long terme comparativement à une forêt non gérée ou mal gérée, bien qu'un phénomène de dette carbone puisse être observé à court terme (forte utilisation du bois, coupes en début d'exploitation, nécessitant un temps de retour de plusieurs années)[75]. Si l'usage du bois-énergie est orienté vers les utilisations les plus efficaces, les gains de long terme en termes d'émissions de GES pourront être substantiels. Cependant, même si la forêt française représente un potentiel important, il n'est pas assuré que la hausse de son exploitation afin d'atteindre les objectifs fixés par la PPE se fera nécessairement de façon durable, notamment du point de vue carbone. L'articulation de la PPE avec le PNFB et la SNMB sur ce point est fondamentale, et la prise en compte des conclusions de ces documents lorsqu'elles seront disponibles sera nécessaire afin d'orienter durablement l'exploitation des forêts. Des dispositions sont d'ores et déjà en vigueur afin d'atténuer les effets sur le changement climatique de la biomasse. Ainsi, pour les installations collectives, tertiaires, industrielles et agricoles qui bénéficient du fonds chaleur, il est nécessaire de respecter un taux minimum de bois certifié. Qualité de l'air : Le développement de la filière bois-énergie dans le cadre de la PPE pourra être à l'origine d'incidences sur la qualité de l'air. En effet, les installations traditionnelles de chauffage au bois (principalement à foyer ouvert) sont très émettrices de polluants atmosphériques. Les nouveaux			

[74] Voir l'avis forêt-bois de l'ADEME qui repose notamment sur les sources suivantes: The Research Agency of the Forestry Commission, Review of literature on biogenic carbon and life cycle assessment on forest bioenergy (2014); Centre de recherche de la Commission Européenne (JRC), Carbon accounting of forest bioenergy (2013); Agence Internationale de l'Energie, Timing of Mitigation Benefits of Forest-Base Bioenergy (2013); IGN CITEPA : Elaboration d'émissions et d'absorptions de gaz à effet de serre liées au secteur forestier et au développement de la biomasse énergie en France aux horizons 2020 et 2030 (2014); CdC Climat, Valorisation carbone de la filière foretbois en France (2010).

[75] Op.cit.

	appareils ont des performances bien meilleures en termes d'efficacité énergétique et de réduction des émissions atmosphériques. Ainsi, l'évolution des émissions du secteur dépendra en grande partie des conditions de déploiement et de renouvellement de ces appareils. Ces paramètres doivent être considérés au niveau national afin d'encadrer le développement des projets au niveau local en limitant les incidences potentielles sur la qualité de l'air et en favorisant le renouvellement des installations dans les territoires où la qualité de l'air représente un enjeu fort. Le crédit d'impôt pour la transition énergétique impose d'ores et déjà le respect du label flamme verte 5 étoiles et que dans le cadre de la directive éco-conception, des exigences seront imposées aux chaudières et aux appareils indépendants au bois à partir du 1er janvier 2020. Par ailleurs, les chaufferies biomasse dans le collectif, le tertiaire et l'industrie sont pour la plupart soumises à la législation des installations classées qui fixe des normes de rejet atmosphérique et que les aides du fonds chaleur dont elles peuvent bénéficier sont conditionnées à la mise en place de traitement et d'atteinte d'objectifs de rejet parfois plus contraignants que la réglementation applicable. Enfin, les conditions d'approvisionnement des installations de combustion peuvent avoir une incidence indirecte localisée sur la qualité de l'air (distances parcourues, véhicules utilisés, etc.).
Ressources et déchets	Incertain | Direct | Temporaire | Moyen terme Le développement du bois énergie implique de mobiliser davantage la ressource biomasse. D'ores et déjà, il existe des cellules biomasse qui ont pour fonction de suivre l'utilisation de la ressource biomasse. L'orientation de la PPE est de mobiliser davantage les ressources en biomasse dans le respect d'une gestion durable des zones forestières et agricoles et de limiter la vulnérabilité aux importations. La disponibilité locale de la ressource à moyen terme sera l'objet de l'établissement des schémas régionaux biomasse. Ces derniers ainsi que la SNMB devront tenir compte de la multitude des usages qui dépendent de la ressource en bois. Des conflits relatifs à l'usage de la biomasse pourraient émerger sur le territoire métropolitain, et les importations pourraient se retrouver, au moins pour une période temporaire, accrue du fait de l'indisponibilité de la biomasse pour le bois-énergie. Cela impliquera dans ce cas la mise en place d'une réflexion sur des critères de durabilité.
Utilisation et pollution des sols **Biodiversité** **Paysages et patrimoines**	Incertain | Direct | Permanent | Moyen terme Les incidences de l'exploitation et de la production de bois sur les milieux naturels, les sols et les paysages sont très variables suivant le mode d'exploitation et l'utilisation des ressources. Des incidences négatives potentielles peuvent notamment être associées : ► au choix des essences (essences non adaptées au contexte local et aux évolutions climatiques à moyen et long termes, pouvant appauvrir le fonctionnement des écosystèmes locaux à moyen terme), ► aux piétinements et dérangement de la faune liés à l'exploitation des forêts, ► à l'artificialisation d'espaces afin d'aménager des routes et voies d'accès aux parcelles exploitées pouvant nuire aux sols, aux paysages et à la biodiversité, ► à l'exploitation de structures paysagères caractéristiques de certains paysages de bocage notamment. En revanche, une anticipation de ces effets peut permettre un entretien des paysages et un maintien de la biodiversité en évitant, dans certaines circonstances, l'enfrichement des parcelles pouvant être néfaste à la qualité des paysages, et la fermeture des milieux avec des répercussions possibles sur le fonctionnement des écosystèmes. Si ce type d'incidences doit être anticipé et géré y compris à un horizon court terme, à plus long terme la problématique d'accès à la ressource en bois pourra également poser des enjeux supplémentaires au regard de la valeur biologique et patrimoniale des milieux. Les parcelles de forêts les plus "difficiles" à mobiliser, situées dans les massifs montagneux (Pyrénées notamment), où les terrains sont très morcelés, représentent des espaces d'autant plus sensibles du point de vue de la biodiversité et des paysages. Une gestion non adaptée à ces milieux pourrait conduire à des incidences négatives sur les milieux et paysages.

Géothermie électrique et thermique

	Effets notables probables	Type d'effet	Durée	Horizon
	Incertain	Direct	Permanent	Court terme
Ressource en eau **Pollution et utilisation des sols** **Risques naturels et technologiques**	Le développement de nouveaux projets de géothermie peut conduire à de potentielles incidences sur les masses d'eau souterraines, les sols et les sous-sols. Il conviendra de s'assurer que ces risques sont bien gérés dans le cadre des projets, dans le respect des règles de l'art et des réglementations applicables, et dans le respect des dispositions des SDAGE pouvant porter sur les forages géothermiques. La géothermie peut dans certaines conditions de mauvaise anticipation et de mauvaise gestion conduire à la mise en communication d'aquifères séparés, à des infiltrations depuis la surface, ou encore à la pollution des aquifères. Il est donc nécessaire de développer la géothermie dans des conditions de gestion raisonnée des aquifères, afin d'optimiser leur exploitation thermique et d'éviter les conflits d'usage. Au niveau local, les recommandations des SDAGE doivent notamment être prises en compte. Les effets possibles de déstabilisation des terrains et d'atteinte aux milieux environnants doivent également être anticipés à l'échelle des projets. Enfin, le développement de nouveaux projets de géothermie peut être associé à un risque géologique et sismique localisé. Il conviendra de s'assurer que ces risques sont bien gérés dans le cadre des projets, dans le respect des réglementations applicables.			

Biocarburants

	Effets notables probables	Type d'effet	Durée	Horizon
	Incertain	Direct	Permanent	Moyen terme
Energies et changement climatique **Qualité de l'air**	<u>Changement climatique :</u> L'usage croissant des biocarburants, encouragé par la PPE, représente une opportunité de réduction du recours aux carburants d'origine fossile, plus émetteurs de GES lors de leur combustion. Les études sur le sujet montrent en effet que, sans tenir compte du changement d'affectation des sols, les biocarburants offrent des réductions réelles de gaz à effet de serre, de l'ordre de -30 à -40% au minimum par rapport aux filières fossiles (diesel, essence). Malgré tout, l'incidence des biocarburants sur le changement climatique dépend fortement du type de biocarburant considéré. Pour les biocarburants de première et deuxième génération, cette incidence demeure incertaine du fait des changements d'affectation des sols pouvant être associés à ces filières : l'utilisation des sols pour la production de ces carburants peut avoir une incidence sur le bilan des stocks de carbone dans les sols. Pour les biocarburants de troisième génération, on peut s'attendre à une incidence plutôt positive sur le changement climatique : les micro-organismes utilisés présentent un fort potentiel de fixation du carbone et sont largement moins intensifs en sols utilisés. Les biocarburants de 3ème génération étant encore en phase de recherche et développement, les incidences positives escomptées seront susceptibles de se ressentir à moyen-long terme, et devront dans tous les cas faire l'objet d'études d'approfondissement. <u>Qualité de l'air :</u> La connaissance est insuffisamment développée concernant les émissions de polluants atmosphériques associées à la culture, la transformation et la combustion des agro-carburants. Les études disponibles ont analysé les incidences comparées sur la qualité de l'air des biocarburants de première génération et des carburants fossiles classiques. L'utilisation de produits phytosanitaires est l'élément majeur qui pénalise les filières des biocarburants par rapport aux filières fossiles, en venant contrebalancer les effets positifs sur le potentiel de réduction de la toxicité humaine associé aux émissions d'hydrocarbures aromatiques polycycliques (HAP). Le bilan reste positif pour les biodiésels, mais s'avère négatif pour les bio-éthanols. Ceci place ainsi les bilans des éthanols de première génération consommés en France à des niveaux plus élevés de potentiel d'impact sur la toxicité humaine que la filière essence française. Concernant le potentiel d'émission de molécules oxydantes, dont les composés organiques volatiles (COV), les écarts entre biocarburants et filières fossiles sont variés, puisqu'ils sont plutôt en faveur de l'éthanol et en défaveur légère des esters. Ils restent globalement incertains et nécessitent des quantifications			

	plus précises, afin de déterminer la nature et l'ampleur des effets sur les COV des différentes filières de biocarburants comparativement aux filières fossiles[76].
Utilisation et pollution des sols **Ressources et déchets** **Ressource en eau**	Incertain | Direct | Permanent | Moyen terme Utilisation et pollution des sols : Le développement des biocarburants de première génération, et de deuxième génération lorsqu'il s'agit de cultures dédiées, est susceptible de contribuer à l'accentuation des tensions sur les ressources en espace, et de mener à des conflits d'usage avec les autres filières agricoles ou sylvicoles, dans des contextes locaux à forts enjeux de ressources foncières. Il est par conséquent nécessaire de cadrer l'utilisation des sols aux différentes échelles territoriales et de limiter l'utilisation des terres arables, dont l'usage est prioritairement réservé à l'agriculture. La directive 2015/1513 fixe un plafond pour les biocarburants conventionnels. Les dispositions de la PPE, qui reprennent les objectifs de la directive et favorisent les biocarburants avancés, devraient permettre au global d'éviter des besoins en surfaces agricoles pour le développement des biocarburants. De ce fait, l'incidence à moyen terme des objectifs de la PPE en matière de biocarburants sur l'utilisation des sols devrait être neutre. Toutefois, certaines incertitudes demeurent quant à la liste précise des biocarburants compris dans le périmètre des biocarburants avancés. Si certains biocarburants de deuxième génération nécessitant des cultures dédiées venaient à se développer plus avant, les incidences sur l'utilisation des sols seraient à étudier avec attention et devraient faire l'objet de mesures spécifiques. Ressources et déchets : L'incidence des biocarburants sur les ressources est incertaine. Dans le cas des biocarburants de troisième génération, cette incidence est relativement nulle dans la mesure où ils n'impliquent pas de compétition directe avec d'autres filières aujourd'hui identifiées. En revanche la production de biocarburants de deuxième génération à partir de résidus agricoles peut se trouver en conflit avec l'utilisation de cette biomasse comme ressource par d'autres filières (bois énergie, construction, méthanisation, agriculture, etc.), tandis que la production de biocarburants de première génération peut entrer en compétition directe avec les ressources alimentaires. Il est nécessaire d'anticiper de tels conflits en limitant le recours aux biocarburants de première génération, et en prenant appui sur une stratégie de mobilisation de la biomasse tenant compte de la multitude de filières concernées et des enjeux relatifs à chacune de ces filières (nécessité d'une forte articulation avec la SNMB). Ressource en eau : La production de biocarburants peut conduire à des pressions sur la ressource en eau, tant qualitatives que quantitatives. Les études disponibles[77] montrent que ces effets dépendent grandement de la mise en place ou non de critères environnementaux dans les modes de conduite (mode intensif, ou au contraire mode de conduite privilégiant la protection de l'environnement), ainsi que du type de biocarburants produits. En particulier, les biocarburants de 1re génération semblent être les plus impactants du point de vue de la qualité de l'eau. L'incidence générale de la PPE sur la ressource en eau ne peut être qualifiée précisément et dépendra des modes de culture qui seront employés ainsi que des types de biocarburants qui seront développés. L'orientation de la PPE en faveur des biocarburants avancés devrait permettre de limiter les incidences négatives du développement des biocarburants sur la ressource en eau. Une vigilance à ce sujet devra cependant être maintenue, tant à l'échelle nationale qu'aux échelons locaux. Il pourra en particulier s'agir de développer la connaissance des incidences des biocarburants sur la ressource en eau (cf. recommandation 12.C).
Biodiversité	Incertain | Indirect | Permanent | Moyen terme La mobilisation de surfaces agricoles ou naturelles pour ces différents usages est susceptible d'avoir, indirectement, des incidences sur la biodiversité, en déstabilisant le fonctionnement des systèmes agro-naturels. De telles incidences sont à éviter, en prévoyant une articulation forte avec les critères de mobilisation durable de la biomasse qui seront prévus par la SNMB et le PNFB et en limitant l'utilisation de surfaces supplémentaires dédiées au développement des biocarburants.

Valorisation énergétique des déchets

[76] sources: ADEME, février 2010, Analyses de Cycle de Vie appliquées aux biocarburants de première génération consommés en France et CLIP, septembre 2009, impacts sur l'eau du développement des biocarburants en France à l'horizon 2030.
[77] Source : CLIP, septembre 2009, impacts sur l'eau du développement des biocarburants en France à l'horizon 2030

	Effets notables probables	Type d'effet	Durée	Horizon
Ressources et déchets	Potentiellement positif	Direct	Permanent	Court terme
	La valorisation croissante des déchets permettra probablement de réduire les pressions sur l'approvisionnement en ressources et sur la gestion des déchets. En ce sens les incidences des orientations prises par la PPE concernant l'équipement des stations d'épuration, décharges et incinérateurs de déchets ménagers à ce sujet sont jugées positives et pourraient être renforcées afin de maximiser les bénéfices escomptés.			
Qualité de l'air et santé humaine	Incertain	Direct	Permanent	Court terme
	La valorisation énergétique des déchets est susceptible d'entraîner des émissions de polluants (oxydes d'azote, dioxines, poussières, etc.). Cependant, étant donné les objectifs quantitatifs assignés au développement de la valorisation énergétique des déchets, et compte-tenu des valeurs limites d'émission fixées par la réglementation, ces émissions ne devraient pas modifier l'incidence générale positive de la PPE sur la qualité de l'air.			

Gaz renouvelable

	Effets notables probables	Type d'effet	Durée	Horizon
Nuisances	Incertain	Direct	Temporaire	Court terme
	La valorisation de déchets ou d'autres ressources en biomasse pour la production de biométhane est susceptible, dans de très rares cas, d'entraîner des nuisances olfactives pour le voisinage. Il convient de rappeler que le processus de méthanisation en lui-même ne génère pas d'odeurs, mais qu'une gestion inappropriée du stockage et du transport des effluents peut être à l'origine de telles nuisances. Ces éventuelles incidences devront faire l'objet d'une gestion appropriée à l'échelle des projets, mais ne constituent en aucun cas un frein notable au développement de la filière.			
Ressources et déchets	Incertain	Direct	Permanent	Court terme
	Le développement du gaz renouvelable dans le mix énergétique devrait conduire à conforter l'approvisionnement énergétique métropolitain à partir de ressources produites sur le territoire. En effet, la PPE prévoit à court terme une augmentation de la production de gaz renouvelable à partir de biomasse ou de déchets, qui sont des ressources mobilisables sur le territoire national, ce qui réduira la vulnérabilité de l'approvisionnement en gaz et de la dépendance aux importations. Cependant, il convient de veiller à éviter les possibles conflits d'usage sur la biomasse dans le cadre du développement des filières énergétiques ayant recours à la biomasse (biogaz, biocarburants, bois-énergie, etc.) et du maintien des filières traditionnelles. L'articulation de la PPE avec la SNMB doit conduire à anticiper ces éventuelles incidences. Le recours privilégié aux effluents d'élevage et déchets par rapport à la biomasse pour la méthanisation constitue également une piste pour réduire les pressions sur la biomasse, accompagné d'une poursuite des efforts de recherche sur les solutions de production de biogaz les plus vertueuses du point de vue de l'utilisation des ressources (dégradation biologique de micro-algues, etc.).			

Sécurité de l'approvisionnement

Parc thermique à combustible fossile

	Effets notables probables	Type d'effet	Durée	Horizon
Energies et changement	Potentiellement positif	Direct	Permanent	Court terme

climatique **Qualité de l'air et santé humaine**	La mise en œuvre de la PPE devrait se traduire par une limitation du recours au parc thermique à combustible fossile - dans un contexte de baisse progressive de la part du nucléaire dans le mix électrique métropolitain. L'effet de la PPE - en comparaison d'un scenario tendanciel dans lequel la baisse de la part du nucléaire aurait pu être compensée par le développement de nouvelles centrales thermiques - est donc considéré positif sur le plan des émissions de gaz à effet de serre. La PPE ne prévoit pas de renouvellement des installations au charbon ou au fioul, qui sont parmi les plus émettrices. Toute nouvelle centrale au charbon qui serait construite devrait disposer d'un dispositif de captage et stockage du carbone. Ceci assure que, si certaines capacités thermiques au charbon devaient se développer, elles ne seraient pas à l'origine d'émissions supplémentaires importantes. Cependant les centrales thermiques maintenues seront sources d'émissions de polluants qu'il conviendra de surveiller. Il s'agira en premier lieu de veiller à ce que le maintien de centrales au charbon existantes ne conduise pas à une hausse des émissions de gaz à effet de serre et polluants atmosphériques. Les CCG représentent un enjeu moindre du point de vue environnemental, mais leurs émissions, qui comportent des particules fines, doivent cependant être correctement surveillées.			
Risques naturels et technologique	Potentiellement positif	Direct	Permanent	Court terme
	Les risques technologiques associés aux centrales thermiques à combustibles fossiles devraient être progressivement réduits du fait de la réduction progressive de la part de ces énergies dans le mix français. Il conviendra bien entendu de maintenir le niveau de vigilance actuel reposant sur les dispositifs et réglementations existants.			
Ressources et déchets	Potentiellement positif	Direct	Permanent	Court terme
	La pression sur l'approvisionnement en charbon devrait être diminuée du fait des orientations et actions de la PPE sur le parc thermique à combustible fossile. De même l'approvisionnement en gaz ne devrait pas faire l'objet de pressions supplémentaires du fait de la très faible probabilité qu'une hausse du recours aux moyens thermiques soit nécessaire à court terme (horizon 2018). Cette probabilité est renforcée par les objectifs assignés aux moyens de production nucléaire (maintien de capacités à horizon 2018) et renouvelables (hausse de 125% de la production renouvelable entre 2014 et 2023). De plus, la priorité donnée aux effacements pour éviter la construction de moyens thermiques de pointe impliquera une réduction des ressources nécessaires à la réalisation de ces centrales, et pourra éviter la production de déchets de chantiers associés à la construction de ces centrales.			

Produits pétroliers

	Effets notables probables	Type d'effet	Durée	Horizon
Energies et changement climatique **Qualité de l'air et santé humaine**	Potentiellement positif	Direct	Permanent	Moyen terme
	Une réduction des émissions de gaz à effet de serre liées à la combustion de produits pétroliers devrait être observée à moyen terme du fait de la réduction de la consommation et de la pénétration progressive des carburants alternatifs. En effet, la PPE et en particulier la SDMP devraient mettre en œuvre les outils nécessaires au pilotage de la demande de carburants (par la réduction de la demande de mobilité) et également permettre la substitution croissante des produits pétroliers par les carburants alternatifs dans les transports. La diminution de la demande de mobilité, l'augmentation du taux de remplissage des véhicules, l'efficacité énergétique des véhicules, et le développement des carburants alternatifs sont autant de facteurs qui devraient permettre de réduire l'incidence du secteur des transports sur le changement climatique et la qualité de l'air en permettant de diminuer ses émissions de GES et de polluants atmosphériques. En outre, la limitation progressive des véhicules anciens fonctionnant au diésel devrait permettre de réorienter la consommation nationale de produits pétroliers vers l'essence, moins polluante du point de vue de la qualité de l'air. En effet les particules primaires et émissions de NOx issues des transports routiers sont principalement émises par les moteurs Diesel non équipés de filtre à particules, qui représentent encore environ les deux tiers du parc. Le principe de rééquilibrage diésel/essence doit à ce titre est affirmé au sein de la PPE.			

Ressources et déchets	Potentiellement positif	Direct	Permanent	Moyen terme
	La pression sur l'approvisionnement en produits pétroliers devrait être diminuée du fait des orientations et actions de la PPE et de la SDMP concernant la mobilité propre. De même, la réorientation de la consommation de carburant vers l'essence devrait permettre de satisfaire une part plus importante de la demande nationale grâce à la raffinerie française, plus adaptée à la production d'essence que de diésel.			

Nucléaire

	Effets notables probables	Type d'effet	Durée	Horizon
Energies et changement climatique	Potentiellement positif	Indirect	Permanent	Moyen terme
	Dans la mesure où la PPE ne prévoit pas de baisse du nucléaire à horizon 2018, tout en prévoyant d'accélérer le développement des énergies renouvelables, cela devrait permettre de limiter le recours à des capacités de production thermiques à flamme supplémentaires ou à des imports plus intensément carbonés, et ainsi favoriser une limitation des émissions de GES. Dans tous les cas, les orientations de la PPE à horizon 2018 et 2023 vont dans le sens d'une réduction des émissions de GES en favorisant le recours aux énergies décarbonées comparativement aux moyens de production thermiques fossiles.			
Ressource en eau **Biodiversité** **Qualité de l'air et santé humaine**	Potentiellement positif	Direct	Temporaire	Court terme
	Les centrales nucléaires ont une incidence sur la ressource en eau dans la mesure où elles prélèvent de l'eau pour le refroidissement des réacteurs. Cette eau est ensuite rejetée en milieu naturel à une température différente, et contenant des résidus chimiques, elle est donc susceptible de perturber le fonctionnement écologique des masses d'eau. A l'horizon 2018, selon les préconisations de la PPE, la capacité nucléaire devrait être maintenue à son niveau actuel pour assurer la sécurité de l'approvisionnement, et aucune diminution notable des incidences sur la ressource en eau ne devrait être constatée. A moyen terme, en fonction de l'évolution du parc nucléaire la pression exercée sur les milieux aquatiques par la production d'énergie nucléaire pourrait diminuer. Les rejets atmosphériques des centrales nucléaires devraient de même être plafonnés du fait les orientations de la PPE. Le vieillissement des réacteurs et l'évolution générale du parc nucléaire devront toutefois conduire à réévaluer les performances environnementales des centrales du point de vue des rejets atmosphériques afin d'éviter toute détérioration de ces performances.			
Risques naturels et technologiques	Incertain	Direct	Permanent	Moyen terme
	Une stabilité ou une réduction du niveau d'exposition aux risques technologiques associés au nucléaire est prévisible compte tenu du plafonnement de la capacité installée. Le démantèlement de centrales pourrait cependant entraîner l'émergence de nouveaux risques qu'il s'agira d'anticiper. La prolongation de l'exploitation des réacteurs sera soumise à une décision de l'ASN. Les changements climatiques à long terme pourraient influer sur le niveau d'exposition aux risques des installations nucléaires (évènements climatiques extrêmes, sécheresse, crues, etc.) et entraîner une hausse de l'exposition aux risques "NaTech". Cette perspective de long terme doit être prise en compte.			
Ressources et déchets	Incertain	Direct	Permanent	Moyen terme
	Le calendrier de production des déchets nucléaires à collecter et traiter est fonction de l'évolution du parc nucléaire et pourrait être anticipée. Si une filière de recyclage du combustible nucléaire usé existe, les déchets liés au démantèlement des centrales devront faire l'objet d'une filière de traitement adaptée à leur nature. Il est à noter que ceux-ci sont à 80 % des déchets conventionnels, notamment des gravats et des métaux, et pour 20 % des déchets radioactifs.			

Gaz non renouvelable

	Effets notables probables	Type d'effet	Durée	Horizon
Energies et changement climatique **Qualité de l'air et santé humaine**	Potentiellement positif	Direct	Permanent	Moyen terme
	Les objectifs de la PPE concernant le gaz naturel sont favorables à une réduction des émissions associées à cette ressource, dans la mesure où ils visent à réduire les consommations et accompagner la réduction progressive de l'usage du gaz naturel par le développement du gaz renouvelable, et à favoriser parallèlement l'usage du gaz renouvelable dans le secteur des transports. En particulier une diminution des émissions de polluants atmosphériques (SOx, NOx, CO, O3) pourrait résulter de la mise en œuvre des objectifs de la PPE en matière de parts de marché des véhicules au GNV aux horizons 2020 et 2030. Des tests conduits par l'ADEME indiquent par exemple que sur des moteurs poids-lourds Euro 6, la réduction des rejets d'oxydes d'azote (NOx) se situe entre -30 et -70% par rapport au diesel. La PPE envisage l'utilisation du GNV comme carburant de transition, avant la mise sur le marché de bio-GNV. Les objectifs de développement de GNL comme carburant marin laissent présager d'une incidence positive sur la qualité de l'air et le changement climatique, bien qu'une plus grande incertitude est associée au développement de ce carburant.			

Infrastructures de réseaux et stockage

Réseaux électriques

	Effets notables probables	Type d'effet	Durée	Horizon
Energies et changement climatique	Potentiellement positif	Indirect	Permanent	Moyen terme
	Les évolutions du réseau électrique prévues dans le cadre de la PPE devraient contribuer de manière indirecte à réduire les émissions de gaz à effet de serre. En effet, la PPE prévoit des mesures d'adaptation du réseau facilitant l'intégration des énergies renouvelables au système électrique, qui seront à moyen terme nécessaires pour une montée en puissance des moyens de production intermittents et décentralisés.			
Nuisances	Potentiellement négatif	Direct	Permanent	Moyen terme
	Les principales nuisances associées aux réseaux électriques sont dues aux ondes électromagnétiques à extrêmement basse fréquence liées aux lignes à haute tension. Le respect des règles d'éloignement entre ces lignes et les bâtiments sensibles permet de contrôler les impacts à l'échelle locale.			
Risques naturels et technologiques	Potentiellement négatif	Indirect	Permanent	Long terme
	Il est probable qu'à moyen-long terme, le système électrique se caractérise par une plus grande vulnérabilité aux risques naturels. En effet, le changement climatique va très probablement entraîner une augmentation de la fréquence des événements extrêmes de type tempêtes, qui représentent des risques sur les réseaux de transport et de distribution lorsque ceux-ci sont aériens.			
Biodiversité	Incertain	Direct	Permanent	Moyen terme

Paysages et patrimoines	Les principales incidences sur la biodiversité des réseaux électriques sont dues aux interactions entre les grandes infrastructures linéaires et les interruptions de continuité écologique. Les impacts des projets d'infrastructure seront précisés et évalués localement dans le cadre des procédures d'évaluation auxquels ils seront soumis. Il est rappelé que chaque projet d'infrastructure majeur doit être compatible avec les orientations sur les trames vertes et bleues. Tous les projets doivent tenir compte des réglementations locales et enjeux écologiques locaux (identifiées au sein des SRCE, zonages Natura 2000, etc.). L'impact visuel des infrastructures de transport et de distribution d'électricité sur les paysages est une problématique ancienne. La PPE ne prévoyant pas d'orientation particulière à ce sujet, il est difficile de prévoir une tendance pour cette problématique.

Batteries

Energies et changement climatique	Potentiellement positif	Indirect	Permanent	Moyen terme
	Il est prévisible que le développement des capacités de stockage contribue de manière indirecte à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. En effet, à moyen terme, il favorisera l'insertion des énergies renouvelables au mix énergétique français en le rendant plus résilient à l'intermittence de certaines sources.			
Ressources et déchets	Incertain	Indirect	Permanent	Moyen terme
	Les piles et accumulateurs employées dans les technologies innovantes de stockage se composent de matériaux stratégiques (terres rares, lithium, nickel, etc.) qui nécessitent un recyclage spécifique. Les dispositifs actuels de recyclage de ces matériaux sont adaptés aux technologies existantes mais pourraient, à moyen terme, ne pas être adaptés aux nouvelles technologies de stockage. En particulier le recyclage de certains types d'accumulateurs au Lithium pose encore des difficultés. De nouvelles filières de recyclage pour la valorisation des matières devront, par conséquence, émerger afin d'éviter que le développement du stockage ne s'accompagne d'une pression exacerbée sur les matériaux stratégiques. Si les incidences négatives potentielles d'une telle pression pourraient se sentir à moyen terme, leur anticipation est indispensable à très court terme.			

Effacement

	Effets notables probables	Type d'effet	Durée	Horizon
Energies et changement climatique **Qualité de l'air et santé humaine**	Potentiellement positif	Indirect	Permanent	Court terme
	Une réduction à court terme des émissions de gaz à effet de serre et des émissions de polluants atmosphériques grâce au recours à l'effacement prévu par la PPE, couplé au déploiement des compteurs communicants Linky, est très probable. Le recours à l'effacement, combiné à des moyens de pilotage en temps réel de la demande, permet d'éviter l'utilisation d'unités de production de pointe (fonctionnant souvent au fioul) très émettrices pour faire face aux pics de demande. Les gains marginaux associés seraient non négligeables, en considérant que les heures de production de pointe représentent, actuellement, 15% des émissions de GES associées à la production d'électricité (pour environ 1/16ème des heures de consommation). Par ailleurs, en apportant une réponse à l'enjeu structurel de l'intermittence des énergies renouvelables, l'effacement contribue à l'accompagnement du développement des EnR et par là-même à la réduction des émissions des GES et polluants atmosphériques.			
Risques naturels et technologiques	Potentiellement positif	Indirect	Permanent	Court terme
	Les risques technologiques associés aux centrales de pointe nécessaires pour répondre aux pics de demande pourront également être réduits par rapport aux évolutions tendancielles (pas de besoin de construction de centrales nouvelles).			
Ressources et	Potentiellement positif	Indirect	Permanent	Court terme

déchets	Le développement de l'effacement devrait contribuer à la réduction de la pression sur l'approvisionnement en ressource durant les pics de demande. Les pressions sur les ressources utiles à la construction de moyens de production de pointe seront également évitées, ainsi que les déchets de construction associés.

Réseaux de gaz et pétrole et stockage

Energies et changement climatique	Potentiellement positif	Indirect	Permanent	Moyen terme
	Les évolutions des réseaux de gaz et de pétrole prévues dans le cadre de la PPE devraient contribuer de manière indirecte à réduire les émissions de gaz à effet de serre. En effet, la PPE prévoit des mesures d'adaptation du réseau facilitant l'intégration du gaz renouvelable au système électrique, qui seront à moyen terme nécessaires pour le raccordement de moyens de production supplémentaires. De plus, la mise en place de compteurs communicants Gazpar devrait permettre à moyen terme de contribuer à la maîtrise de la demande énergétique. Différentes études menées lors d'expériences préalables de mise en place de compteurs communicants gaz ont démontré que les gains d'efficacité énergétique associés pouvaient représenter de l'ordre de 10% pour les consommateurs concernés, bien que cette estimation soit à considérer avec recul, ne reflétant pas nécessairement la situation spécifique française[78]. A horizon 2023, une diminution des consommations de gaz de l'ordre de 10% pourrait ainsi être observée (diminution de 1,5% à l'horizon 2018).			

Ressources et déchets	Potentiellement positif	Direct	Permanent	Moyen terme
	Une baisse de la pression sur l'approvisionnement en gaz devrait être permise par le développement de nouvelles infrastructures de réseau de transport de gaz prévues par la PPE en vue de réduire la tension sur les flux et de contribuer à sécuriser l'approvisionnement de certaines régions.			
Biodiversité **Utilisation et pollution des sols**	Potentiellement négatif	Indirect	Permanent	Court terme
	Les réseaux de gaz sont enterrés, ce qui réduit l'impact sur l'utilisation des sols. Une altération temporaire en phase de travaux, et localisée des milieux écologiques (terrestres ou aquatiques) ainsi que l'artificialisation ponctuelle de certaines surfaces naturelles et agricoles est prévisible en lien avec la réalisation des projets de développement des réseaux de gaz inscrits dans la PPE. Les incidences de ces projets à leurs horizons respectifs seront précisées dans le cadre des procédures d'autorisation auxquelles ils sont soumis. De même, les projets concernant les extensions de capacité des terminaux méthaniers inscrits dans la PPE pourront être à l'origine d'incidences limitées (extension uniquement) et localisées sur l'utilisation des sols et les milieux environnants. Les projets concernant les sites de stockage souterrains de gaz naturel inscrits dans la PPE induisent des développements de nouvelles cavités ou d'extension de cavités déjà autorisés au titre du code minier et du code de l'environnement et ayant fait l'objet d'études d'impact environnementales et de prescriptions d'exploitation destinées à réduire les nuisances et à limiter les risques pour l'environnement. Ces nouveaux développements en cours, déjà engagés avant la PPE sont nécessaires à la sécurité d'approvisionnement. Ils permettent en outre d'optimiser le fonctionnement du système gazier, en limitant notamment les renforcements du réseau de transport de gaz auquel ils sont raccordés.			

Réseaux de chaleur

	Effets notables probables	Type d'effet	Durée	Horizon

[78] ADEME, Juin 2015, compteurs communicants gaz, pratiques des ménages et économies d'énergie

Energies et changement climatique **Qualité de l'air et santé humaine**	Potentiellement positif	Indirect	Permanent	Moyen terme
	Le développement des réseaux de chaleur devrait contribuer de manière indirecte à une réduction des émissions de gaz à effet de serre et des émissions de polluants atmosphériques. En effet, ces réseaux permettent de gérer la ressource de chaleur de manière plus efficace que des appareils individuels en valorisant des ressources supplémentaires (chaleur de récupération notamment) et présentent une plus grande flexibilité d'utilisation, contribuant à la flexibilité du système énergétique. L'intégration des énergies renouvelables et de récupération aux réseaux de chaleur participera particulièrement à cet effet positif. A titre d'illustration, le contenu carbone actuel des réseaux de chaleur en France est évalué à 162 kg CO2 / kWh, sachant que les réseaux comptent 40% d'EnR&R. Les objectifs cibles d'incorporation d'EnR&R dans les réseaux donnés par la PPE (50% à 2018 et 55-60% à 2023) réduiraient ce contenu CO2 à 146 kg CO2 / kWh en 2018 et 130-138 kg CO2 / kWh en 2023.			
Biodiversité **Utilisation et pollution des sols** **Ressource en eau**	Potentiellement négatif	Indirect	Permanent	Moyen terme
	Une altération localisée des milieux écologiques (terrestres ou aquatiques) ainsi que l'artificialisation ponctuelle de certaines surfaces naturelles et agricoles est prévisible en lien avec la réalisation des projets de développement des réseaux de chaleur inscrits dans la PPE. Les incidences de ces projets à leurs horizons respectifs seront identifiées et précisées dans le cadre des procédures d'autorisation auxquelles ils sont soumis.			

Stratégie de Développement de la Mobilité Propre

Maîtrise de la demande de mobilité

	Effets notables probables	Type d'effet	Durée	Horizon
Energies et Changement Climatique Qualité de l'air et santé humaine	Potentiellement positif	Direct	Permanent	Moyen terme
	La maîtrise de la demande de mobilité est un enjeu clé des évolutions sociétales qui pourront contribuer à atténuer les répercussions environnementales des modes de vie urbains et ruraux. La maîtrise et le pilotage de la demande de mobilité doivent permettre de limiter et réduire les besoins en déplacement, et par conséquent les consommations énergétiques et la pollution atmosphérique qui y sont associées. Afin de maîtriser les besoins de mobilité, la SDMP s'appuie sur des mesures déployées par la LETCV. Le principal levier d'action pour piloter les besoins de mobilité consiste à agir sur les différentes fonctionnalités urbaines, notamment leur agencement et leur inter-connectivité. La complémentarité des différents réseaux de mobilité permettant d'accéder aux services et fonctions urbaines est un autre levier d'action. En effet, au-delà de l'agencement des fonctionnalités urbaines, il s'agit de permettre aux espaces urbains, péri-urbains et ruraux d'accéder aux différents services de telle sorte que les déplacements soient facilités. D'une part, la SDMP reprend les outils introduits par la LTECV pour assurer la mise en cohérence des fonctionnalités urbaines et des services de mobilité : méthodologies d'élaboration des plans de mobilité rurale, de plans de déplacement allégés en agglomération de 50 000 habitants, d'aide à la décision pour favoriser les espaces de travail partagé, etc. Ainsi des besoins existants pourraient être atténués par la relocalisation de certaines fonctions urbaines et le renforcement de l'intégration entre les différents systèmes de mobilité. Par exemple, les espaces de travail partagés permettront de diminuer les besoins en déplacement domicile-travail. La SDMP propose également d'anticiper l'évolution des besoins de mobilité liés aux évolutions sociétales telles que le vieillissement de la population. En effet les besoins accrus de services à la personne impliqueront nécessairement des besoins de mobilité différents. L'évaluation de ces besoins pourra s'articuler avec les outils de planification urbaine, notamment les schémas régionaux de l'intermodalité, pouvant être complétés par des plans de mobilité rurale, afin de proposer des solutions de mobilité autres que le véhicule individuel à combustion thermique. Un dernier levier d'action pour maîtriser la demande de mobilité réside dans la modification des usages, dont le corollaire est la sensibilisation à la mobilité durable. La SDMP suggère ainsi de développer les moyens de sensibiliser les jeunes publics et les publics défavorisés sur les mobilités alternatives et durables. L'anticipation des nouveaux besoins de mobilité, la recherche de complémentarité des solutions de transport et la sensibilisation des publics, sont autant d'outils proposés par la SDMP qui devraient permettre de maîtriser la demande de mobilité. Ces mesures s'inscrivent dans un horizon de moyen terme. La maîtrise de la demande de mobilité devrait permettre de limiter les émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques liées à l'utilisation de véhicules thermiques pour			

	certains déplacements qui pourront être désormais évités. La consommation finale d'énergie associée au secteur des transports pourrait se situer dans une fourchette 43 à 50 Mtep à horizon 2023 (49 Mtep en 2015). Le niveau de consommation sera influencé par la mise en œuvre des différentes actions inscrites dans la SDMP, qui pourront relever d'un scénario bas (scénario 1), plus ambitieux, ou d'un scénario haut (scénario 2), qui ne permettrait pas de limiter la consommation d'énergie du secteur. Cela souligne l'importance de tendre vers une trajectoire de consommation minimisée, en activant non seulement les leviers relatifs à la maîtrise de la demande, mais également en jouant sur l'efficacité des véhicules et le report modal.			
Ressources et déchets	Potentiellement positif	Indirect	Permanent	Long terme
	A long terme, la maîtrise de la demande de mobilité permettra de limiter la demande de combustibles fossiles et la dépendance de la France aux énergies fossiles importées.			
Risques naturels et technologiques	Potentiellement positif	Indirect	Permanent	Moyen terme
	D'une façon générale, les transports sont sources de risques, et ce quels que soient les modes de transports considérés (certains modes de transports étant sources de risques plus importants - voir analyse du volet "reports modaux"). La diminution générale, par rapport à un scénario tendanciel, des besoins en mobilités, devrait permettre de s'inscrire dans une trajectoire de maîtrise voire de diminution des risques technologiques associés aux transports. Par ailleurs, la diminution des besoins de mobilité et l'optimisation des systèmes de transports permettraient de réduire les risques d'accidents.			
Utilisation et pollution des sols Biodiversité	Potentiellement positif	Indirect	Permanent	Moyen terme
	Les besoins en déplacements sont globalement consommateurs d'espace : infrastructures de ravitaillement et recharge, infrastructures routières et ferroviaires, gares, parking, etc. Une rationalisation des déplacements est de nature à limiter les besoins en espace supplémentaires. Par ailleurs, les mesures de la SDMP relatives aux reports modaux et à l'optimisation des infrastructures contribuent à optimiser, à besoin de déplacement constant, l'incidence des déplacements sur l'utilisation des sols. Les besoins liés aux transports collaboratifs (notamment aires de covoiturage) devront par ailleurs être anticipés et gérés en cohérence avec les enjeux de préservation de la ressource foncière (cf. mesures recommandées à ce sujet, volet "transports collaboratifs"). Par ailleurs, la consommation d'espaces naturels engendre potentiellement des perturbations pour les écosystèmes environnants et est susceptible d'altérer les milieux naturels qui contribuent au fonctionnement des écosystèmes locaux. La maîtrise de la demande de mobilité, si elle permet de maîtriser la consommation d'espaces pour des usages liés aux transports, pourrait conduire à éviter et limiter cette incidence potentielle sur la biodiversité locale.			
Paysages et patrimoines	Potentiellement positif	Indirect	Permanent	Moyen terme
	La maîtrise de la demande de mobilité implique de repenser les systèmes de transport et ainsi d'optimiser, au niveau local, l'organisation des territoires. L'optimisation des déplacements représente ainsi une opportunité d'accompagner l'évolution de ces territoires et leur mutation paysagère. En pacifiant globalement les centres urbains, l'accès des citoyens au paysage de proximité pourrait être amélioré. Enfin, en proposant de réduire globalement la demande de mobilité, la SDMP suggère de limiter les besoins en infrastructures routières, qui sont également consommatrices d'espaces et perturbatrices des paysages (voir volet reports modaux pour plus de détails.)			
Nuisances	Potentiellement positif	Direct	Permanent	Long terme
	La maîtrise de la demande, et l'évitement de certains déplacements, devraient permettre de réduire les nuisances occasionnées d'une façon générale par les besoins en déplacements. Ces nuisances devraient par ailleurs être réduites par les mesures de la SDMP en faveur des reports modaux, des transports collaboratifs, de l'optimisation des infrastructures et des véhicules alternatifs.			

Développement des véhicules à faibles émissions

Un décret définissant les véhicules à faibles émissions est en cours d'élaboration. Ainsi, l'analyse des incidences détaillée dans ce paragraphe sera susceptible d'évoluer suite à la parution de ce décret, pour adapter les remarques formulées à la définition précise des véhicules couverts par ce volet.

De plus, les volets portant sur le développement des véhicules à faibles émissions et les carburants alternatifs auront des incidences susceptibles de se recouper. Afin d'éviter une redondance de l'analyse, les incidences directement liées aux véhicules ont été présentées dans le premier volet, tandis que les incidences liées au développement des infrastructures nécessaires ou aux filières d'approvisionnement ont été présentées dans le second.

	Effets notables probables	Type d'effet	Durée	Horizon
Energies et Changement Climatique Qualité de l'air et santé humaine	Potentiellement positif	Direct	Permanent	Moyen terme
	Le déploiement des véhicules à faibles émissions à grande échelle devrait permettre de limiter les émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques, dans la mesure où les véhicules concernés (liste précise à paraître par décret, non publié à la date de rédaction du présent document) sont par nature moins polluants que les véhicules thermiques traditionnels. La substitution de véhicules à faibles émissions aux véhicules thermiques pourra donc avoir une incidence positive sur l'atténuation du changement climatique. La SDMP rassemble des mesures préconisées par la LTECV et certaines actions déjà engagées et propose de nouvelles actions afin d'optimiser les conditions de déploiement à grande échelle des véhicule à faibles émissions : diminution du coût du véhicule, privilèges de circulation, tarification allégée, développement du capital humain nécessaire à la maintenance, etc. Ces différentes mesures devraient contribuer à améliorer la compétitivité économique des véhicules à faibles émissions, ce qui favoriserait la substitution des véhicules thermiques par ces véhicules. Des études ont montré que sur l'ensemble de leur cycle de vie, les véhicules électriques sont moins émetteurs de GES que les véhicules thermiques79. Ceci est particulièrement vrai dans le cas de la France, dont la production d'électricité est très peu carbonée par comparaison avec ses voisins européens. Le basculement vers des véhicules électriques permettrait donc de réduire de manière significative les émissions de gaz à effet de serre liés aux transports, à condition que le contenu du mix électrique français se maintienne à un niveau faiblement carboné - ce qui devrait être rendu possible par les orientations de la PPE favorables aux énergies renouvelables et à la maîtrise du recours aux moyens thermiques fossiles fortement émetteurs (cf. EES de la PPE). Par ailleurs, les véhicules électriques ne sont pas dépendants de phénomènes de combustion pour leur propulsion. Ils sont à ce titre souvent considérés comme des véhicules « zéro émissions », même si des émissions résiduelles subsistent, dues à des phénomènes tels que l'usure des pneus sur la chaussée. De même, les carburants alternatifs dont la SDMP prévoit le développement sont moins émetteurs de polluants atmosphériques que les carburants traditionnels. Ainsi, les mesures de la SDMP favorisant leur déploiement seront bénéfiques pour la qualité de l'air, particulièrement dans les grands centres urbains sujets à des niveaux de pollution importants : - Les émissions de NO pour les poids lourds au GNV sont deux à quatre fois moins élevées que pour leurs équivalents diesel, et les émissions de particules sont quasiment nulles. Le développement de ce carburant permettrait donc une réduction des émissions polluantes.80 - De même que les véhicules électriques, les véhicules à hydrogène sont souvent considérés « zéro émissions » car leurs émissions de polluants atmosphériques sont très faibles (grâce à un moteur ne reposant pas sur la combustion). En effet, ils fonctionnent à l'aide d'un moteur électrique alimenté par une pile à combustible dont le seul sous-produit est l'eau, élément non polluant. L'ensemble de ces mesures contribueront ainsi à orienter le renouvellement du parc automobile vers les véhicules à faibles émissions, et à limiter le phénomène de réchauffement climatique et réduire les émissions de polluants atmosphériques comparativement à un scénario de poursuite des tendances actuelles. Ces incidences pourront être caractérisées plus précisément dès lors que le décret précisant la liste des véhicules à faible émission sera publié. Les parcs actuels (mais aussi les développements technologiques) ont « naturellement » une grande inertie : il n'est plus rare de voir des durées de vie de véhicules atteindre ou dépasser les 15-20 ans (et les innovations pénétrer dans le parc en quasiment 25 ans). En conséquence, les incidences de ces mesures s'inscrivent dans				

79 ADEME, 2012, Elaboration selon les principes des ACV des bilans énergétiques, des émissions de gaz à effet de serre et des autres impacts environnementaux induits par l'ensemble des filières de véhicules électriques et de véhicules thermiques aux horizons 2012 et 2020

80 ADEME, Juin 2005, Les technologies des véhicules lourds et les émissions de gaz à effet de serre associées

	un horizon de moyen terme.
Ressources et déchets	Incertain / Indirect / Permanent / Moyen terme Le développement des véhicules à basses émissions, ayant recours à des carburants alternatifs ou à faible consommation de carburants traditionnels (objectif de consommation moyenne des nouveaux véhicules mis sur le marché 2L/100km en 2030) va permettre de réduire la dépendance de la France aux importations de pétrole, auxquelles le secteur des transports est particulièrement sensible, et contribuera ainsi à la sécurité d'approvisionnement. Cependant, le développement des véhicules électriques et hybrides pose la question de la gestion en fin de vie des batteries et piles à combustible (pour les véhicules à hydrogène). En effet, elles se composent de matériaux stratégiques (terres rares, lithium, nickel, etc.) qui nécessitent un recyclage spécifique. Les dispositifs actuels de recyclage de ces matériaux sont adaptés aux technologies existantes mais pourraient, à moyen terme, ne pas être adaptés aux nouvelles technologies de stockage mobile. En particulier le recyclage de certains types d'accumulateurs au Lithium pose encore des difficultés. De nouvelles filières de recyclage pour la valorisation des matières devront, par conséquent, émerger afin d'éviter que le développement de la mobilité électrique et à l'hydrogène ne s'accompagne d'une pression exacerbée sur les matériaux stratégiques. Si les incidences négatives potentielles d'une telle pression pourraient se sentir à moyen terme, leur anticipation est indispensable à très court terme (cf. EES-PPE pour une analyse détaillée de ces aspects).
Nuisances	Incertain / Direct / Permanent / Moyen terme Les véhicules à faibles émissions peuvent être plus ou moins bruyants selon les types de véhicules, mais leurs émissions sonores sont généralement moindres que celles des véhicules thermiques traditionnels. Ils représentent donc une opportunité de réduire les nuisances sonores liés aux transports. En effet, aux faibles vitesses (<25km/h), les véhicules dotés d'un moteur électrique (véhicules électriques, hybrides et à hydrogène) sont quasiment silencieux81, ce qui offre a priori des possibilités de réduire les nuisances sonores liées aux circulations de véhicules en agglomération. Cependant, cela pose également des problèmes de sécurité potentiels, car les piétons et cyclistes n'entendent pas les véhicules approcher. Ainsi, la Commission européenne a lancé le projet eVADER, chargé de mettre au point un système d'alerte sonore pour les véhicules électriques sans augmenter la pollution sonore des milieux urbains. Tous les véhicules électriques et hybrides devront être équipés de ce système à l'horizon 2019. Les incidences du développement de ce type de véhicules sont donc incertaines à cet horizon et dépendront de l'intégration de ces alertes sonores dans le milieu urbain. Les véhicules fonctionnant au GNV sont également moins bruyants que les véhicules thermiques classiques. Une étude de l'ADEME comparant les différentes filières technologiques82, conclut qu'en plus d'émissions polluantes significativement réduites, « la combustion du carburant gaz naturel est plus lente que celle des autres hydrocarbures. Elle permet une réduction significative des vibrations et par conséquent du volume sonore des moteurs. Le niveau de bruit est abaissé d'environ 4 décibels, c'est-à-dire divisé par deux par rapport à un moteur diesel. »

Développement du marché des carburants alternatifs et déploiement des infrastructures correspondantes

	Effets notables probables	Type d'effet	Durée	Horizon
Energies et Changement	Potentiellement positif	Direct	Permanent	Moyen terme

81 ADEME, 2012, Elaboration selon les principes des ACV des bilans énergétiques, des émissions de gaz à effet de serre et des autres impacts environnementaux induits par l'ensemble des filières de véhicules électriques et de véhicules thermiques aux horizons 2012 et 2020

82 ADEME, Avril 2007, Fiches Conseil Environnement - Energies : quelles filières technologiques pour les autocars ?

Climatique	Le déploiement des carburants alternatifs permettra de réduire les émissions de gaz à effet de serre liées au transport, dans la mesure où ces derniers sont moins polluants en phase d'utilisation que les hydrocarbures traditionnels. Ainsi, si les véhicules électriques et hybrides sont avantageux en termes d'émissions de gaz à effet de serre (voir le volet véhicules à faibles émissions), l'efficacité des véhicules fonctionnant au GNV est également légèrement supérieure à celle des véhicules thermiques traditionnels grâce au faible contenu carbone du carburant.83 Certains points sont encore sujets à débat, tels que les biocarburants et leur impact au cours de leur cycle de vie (traité dans l'EES PPE) ou l'efficacité énergétique de l'hydrogène, qui dépend grandement du mode de production de l'hydrogène : l'électrolyse de l'eau est préférable au vaporéformage du gaz naturel d'un point de vue environnemental, mais pour le moment uniquement applicable pour des capacités de production modérées (de l'ordre de 200 t/an). Le plan de développement du stockage des énergies renouvelables par l'hydrogène prévu par la LTECV traitera de cette question, permettant ainsi d'alimenter une filière de transport vertueuse en termes d'émissions de GES. Une production de 2,5 à 3TWh par an à l'horizon 2030, mentionné par la PPE, correspond à un réseau dense de plus d'une centaine d'installations. Cela permettrait la réalisation d'un maillage progressif du territoire en ligne avec la stratégie « bottom-up » de développement de l'hydrogène carburant retenue par la SDMP pour les carburants émergents. Le déploiement à grande échelle de ces carburants alternatifs dépend de deux aspects complémentaires : leur compétitivité économique et le développement des infrastructures nécessaires à leur fonctionnement. Outre le coût initial du véhicule, une fiscalité avantageuse et un coût compétitif sur les carburants favorisent l'adoption de ces carburants par le public concerné. De plus, l'accès facilité aux infrastructures d'approvisionnement (stations-services ou bornes de charge) est un facteur déterminant pour le déploiement à grande échelle de ces carburants. Ainsi, en créant des mécanismes de soutien au développement des réseaux d'infrastructures, la SDMP contribue aux objectifs de la LTECV et renforce l'attractivité des carburants alternatifs pour permettre leur déploiement à l'échelle du territoire national. De plus, le développement de la mobilité électrique pourrait présenter des bénéfices indirects d'un point de vue climatique. En effet, leur intégration au réseau électrique peut contribuer à améliorer la flexibilité de ce dernier. Les besoins en flexibilité du réseau étant appelés à augmenter significativement avec le développement des énergies renouvelables intermittentes (cf. EES PPE), il s'agirait d'un atout substantiel dans la transition du système énergétique. L'EES recommande donc en ce sens d'évaluer précisément les besoins liés à la mobilité électrique, et de lancer des initiatives d'intégration au réseau, telles qu'un projet pilote de *vehicle to grid* (voir paragraphe 6). Le rapport « En route pour un transport durable » de l'European Climate Foundation84 estime ainsi les coûts du déploiement des véhicules électriques sur le réseau, selon deux scénarios à l'horizon 2030 : en cas de développement de la charge intelligente et en cas de maintien de la charge normale. Si la charge normale nécessitera à cet horizon un surcoût de 150 M€ pour le réseau, la charge intelligente offre des bénéfices nets potentiels de 150 M€.			
Ressources et déchets	Incertain	Direct	Permanent	Moyen terme
	Le développement des carburants alternatifs, en diversifiant les sources énergétiques du secteur, permettra de réduire la dépendance de la France aux importations de pétrole, auxquelles le secteur des transports est particulièrement sensible, ce qui contribuera grandement à la sécurité d'approvisionnement en produits pétroliers. Cependant, en ce qui concerne le GNV, les importations seront remplacées par des importations de gaz naturel, le pays important la quasi-totalité de ses consommations de gaz. Cet approvisionnement est également sensible d'un point de vue géopolitique, sauf si le développement du bio-GNV permet de répondre à la demande (cf. EES-PPE). De plus, le développement des véhicules électriques, hybrides et à hydrogène va entraîner l'émergence de problématiques liées à l'approvisionnement et au recyclage de certains métaux rares intervenant dans la fabrication des batteries et piles à combustible (voir l'analyse détaillée du volet sur les carburants alternatifs).			
Risques naturels et technologiques	Potentiellement négatif	Direct	Permanent	Moyen terme

83 http://www.developpement-durable.gouv.fr/Le-Gaz-Naturel-pour-Vehicules-GNV.html
84 European Climate Foundation, Novembre 2015, *En route vers un transport durable*

	L'utilisation d'hydrogène et de GNV comme carburants pour les véhicules est associée à l'apparition de risques spécifiques, tout au long de la chaîne de production. En effet, l'hydrogène est un gaz extrêmement inflammable, très léger et souvent manipulé sous haute pression. Il possède également des propriétés de corrosion particulières qui rendent nécessaire certaines précautions concernant le matériel utilisé pour sa manipulation. Ces risques sont connus et peuvent être maîtrisés, mais nécessitent tout de même une attention particulière. Ainsi, dans son guide concernant les règles de sécurité concernant les installations liées à l'utilisation d'hydrogène (unités de production, distribution, stations-service et véhicules), l'ADEME stipule que "les véhicules à hydrogène [ne sont] ni plus ni moins dangereux qu'un autre type de véhicules, mais avec des risques spécifiques qu'il convient de connaître et de maîtriser." Ces risques devront ainsi être gérés localement, en conformité avec les bonnes pratiques et réglementations applicables.
Utilisation et pollution des sols Biodiversité Paysages et patrimoine	Potentiellement négatif | Indirect | Permanent | Moyen terme Les principales incidences du développement des carburants alternatifs concernant ces thématiques environnementales sont liées aux infrastructures de recharge qui seront créées pour répondre à la demande associée. Le problème est particulièrement sensible pour les stations de recharge d'hydrogène ou de GNV, qui sont généralement plus imposantes. La construction d'un nouveau réseau de stations-service pour les carburants alternatifs pourrait contribuer à l'artificialisation des sols et à la multiplication d'installations ayant une incidence notable sur le paysage. (cf. EES-PPE) Les bornes de charge pour les véhicules électriques, de taille plus modeste et naturellement destinées à des environnements déjà urbanisés (parkings, places de stationnement urbain ou particulier) ne devraient pas poser d'enjeu notable à l'échelle du territoire métropolitain, bien que leur intégration paysagère constituera à enjeu à traiter avec attention à l'échelle des territoires et en fonction de leurs caractéristiques propres. Plusieurs possibilités d'intégration des points de charge dans les paysages urbains existent déjà et méritent d'être considérées comme des bonnes pratiques. Ainsi, des bornes intégrées au mobilier urbain (horodateurs, réverbères) ou des bornes à induction, sans contact, et ressemblant à des bouches d'égout (développées par Hevo Power à New York) peuvent être citées en exemple. Toutefois, ces effets potentiellement négatifs seront atténués par le fait qu'une partie des bornes et stations nouvelles viendront se localiser sur le réseau existant. Enfin, les biocarburants de première génération sont consommateurs de surface agricole, et peuvent entrer en compétition avec les usages alimentaires. A ce titre, il est recommandable de privilégier le développement des biocarburants qui permettent de réduire la pression sur l'usage des terres agricoles. L'analyse de cette problématique a été effectuée à l'occasion de l'EES-PPE.

Optimisation des véhicules et réseaux existants

	Effets notables probables	Type d'effet	Durée	Horizon
Energies et Changement Climatique Qualité de l'air et santé humaine	Potentiellement positif	Direct	Permanent	Moyen terme
	L'optimisation des véhicules et des réseaux existants devrait avoir une incidence positive sur le changement climatique et la qualité de l'air. L'optimisation des systèmes logistiques (favorisée par la stratégie nationale sur la logistique, les dispositifs d'application volontaire dans le transport routier de marchandises ou les chartes locales de logistique urbaine) devraient permettre d'augmenter le taux de remplissage et d'utilisation des véhicules de marchandises, et ainsi de réduire le nombre de véhicules en circulation. L'étude d'impact de la LTECV mentionne que dans le cadre de la logistique urbaine, « les gains [en termes de réduction des émissions de CO_2] associés à l'utilisation de services de multi-modalité urbaine (fluvial urbain et ferroviaire de proximité) et à la mise en œuvre d'innovations technologiques (liées aux véhicules) pourraient être [...] de l'ordre de 75%, pour certains flux de marchandises particulièrement adaptés à la mise en place de ces mesures ». Certains aménagements urbains, tels que les privilèges de stationnement et les voies de circulation réservées aux transports en commun, transports collaboratifs et véhicules à faibles émissions ou l'interdiction progressive de certains types de véhicules permettront d'inciter les usagers à effectuer leurs déplacements en transport peu polluants. Certaines collectivités se sont portées volontaires pour la mise en place de Zones à Circulation Restreinte (ZCR) représentant environ 2,5 millions de			

	véhicules particuliers, dont 300 000 véhicules Euro 1 et 2, pour une population totale de 5 millions d'habitants. Selon l'étude d'impact de la LTECV, en considérant que 70 % des propriétaires de véhicules interdits remplacent leurs véhicules par un véhicule plus récent et que 30 % changent leurs modes de transport (covoiturage, transport en commun...), le gain environnemental potentiel de la mise en place des 11 ZCR se chiffrerait à « 360 millions d'euros sur 3 ans (monétarisation de l'impact sanitaire des émissions de polluants issus des travaux du Commissariat général à la stratégie et à la prospective)". L'étude d'impact précise par ailleurs que "sur une année, les émissions de NO attribuées à ces 300 000 véhicules seraient réduites de 67 % et les émissions de PM10 de 92 % ». D'autre part, l'extension des limitations de vitesses suggérée par la SDMP permettra de réduire les émissions de gaz à effet de serre générées par les véhicules à combustion thermique en circulation. Sur les voies rapides en particulier (au-delà de 70km/h), l'étude ADEME *Impacts des limitations de vitesse sur la qualité de l'air, le climat, l'énergie et le bruit* a montré que la limitation des vitesses de circulation 10km/h en deçà des niveaux actuels permettrait une diminution de 8 à 20% des émissions de polluants (selon le type de polluant). De plus, ces limitations permettent de fluidifier le trafic autoroutier et de limiter les émissions de GES liées à la congestion. De plus, ces incidences sont cumulables et dans les ZCR, par exemple, le cumul de ces effets pourrait conduire à une réduction significative des pollutions (double effet de la limitation de vitesse et du remplacement des véhicules les plus polluants). Certains aménagements technologiques des réseaux existants, tels que la route à énergie positive ou le déploiement des bornes de rechargement électrique ou GNV permettront d'encourager le déploiement des modes de transport alternatifs peu polluants à grande échelle. A plus long terme, d'autres innovations technologiques, telles que les véhicules autonomes pourraient permettre de fluidifier le trafic et de diminuer l'accidentologie, cependant l'incidence exacte de cette technologie demeure incertaine et doit faire l'objet de plus amples expérimentations.85 Enfin, la gestion dynamique des trafics routiers pourra permettre de piloter la circulation efficacement et en temps réel et ainsi de maîtriser les émissions de gaz à effet de serre. Ce système de gestion du trafic sera particulièrement pertinent en période de pic de pollution où la régulation du trafic de manière exceptionnelle est indispensable.
Ressources et déchets Utilisation des sols Biodiversité	Incertain | Direct | Permanent | Moyen terme L'optimisation des systèmes logistiques et des trafics routiers nécessite la mise à disposition de volumes importants de données en temps réel. Les systèmes d'information de la mobilité devront permettre de répondre à ces besoins. La gestion des données et de l'espace nécessaire au stockage des données en data center devra être envisagée. En revanche, l'optimisation des réseaux existants devraient permettre de limiter le besoin en infrastructures nouvelles et ainsi limiter les impacts potentiellement négatifs sur l'utilisation des sols et la biodiversité de ces infastructures
Risques naturels et technologiques	Potentiellement positif | Indirect | Permanent | Moyen terme L'optimisation des systèmes logistiques devrait permettre de réduire l'exposition aux risques liés au transport de matières dangereuses, notamment en limitant le nombre de véhicules en circulation et en optimisant les itinéraires et horaires de transport.
Nuisances	Potentiellement positif | Direct | Permanent | Moyen terme L'optimisation des systèmes logistiques devrait permettre de réduire les incidences négatives du transport de marchandise sur la qualité de l'environnement , notamment en termes de nuisances sonores et de pollution atmosphérique. La mutualisation des espaces logistiques et des modes de livraison pourrait engendrer la diminution du nombre de véhicules lourds de livraison en circulation et ainsi réduire les nuisances qui émanent de ce type de véhicules.

85 DGITM, 2015, Véhicule à délégation de conduite et politiques de transports, Synthèse bibliographique

Amélioration des reports modaux

	Effets notables probables	Type d'effet	Durée	Horizon
Energies et Changement Climatique Qualité de l'air et santé humaine	Potentiellement positif	Direct	Permanent	Long terme
	<u>Global :</u> D'une façon générale, les actions menées pour favoriser le report modal devraient permettre de réduire, à moyen-long terme, les émissions de gaz à effet de serre et autres polluants atmosphériques. La SDMP rappelle, pour le transport de marchandisies, la priorité donnée aux investissements dans les infrastructures de transports les moins polluantes telles que les infrastructures ferroviaires, portuaires, et fluviales. Ainsi le développement de ces infrastructures devraient permettre d'accroître leur attractivité auprès des professionnels de l'industrie logistique . Par ailleurs, le développement de l'intermodalité, qui facilite l'accès aux différents services de transports urbains, ainsi que la mise en œuvre du Grand Paris Express, permettront d'accroître la disponibilité et la complémentarité des différents modes de transport, et ainsi de faciliter l'accessibilité à plusieurs solutions de mobilité peu émettrices de CO_2. La fiabilité de l'infrastructure, assurée par les investissements, et l'accessibilité aux différentes solutions de mobilité, facilitée par l'intermodalité, permettront d'augmenter l'attractivité économique et logistique des solutions de transports alternatives au transport routier. Cette attractivité accrue des transports moins polluants devrait conduire à réduire le nombre de kilomètres parcourus aux moyens de transports plus polluants et ainsi à limiter les émissions de GES et de polluants atmosphériques. Il est cependant difficile de quantifier le volume des reports modaux permis par cette politique d'investissement dans les infrastructures. En effet, l'influence de l'amélioration des infrastructures sur les comportements des particuliers et les choix des transporteurs demeure indirecte et inscrite dans un horizon de long terme. <u>Fret :</u> En matière de transport de marchandises, la SDMP reprend les objectifs, fixés par le scénario de la SNBC, de diminuer la part du fret routier et aérien de 7% et d'atteindre un taux de 20% de fret non routier en 2030. L'atteinte de tels objectifs repose sur le report du transport de marchandises vers le fret ferroviaire et fluvial. D'une part, l'attractivité et la fiabilité des transports ferroviaires et fluviaux devraient augmenter du fait de la politique d'investissements prioritaires rappelée par la SDMP. D'autre part, le Plan d'action pour le développement du fret fluvial et la Conférence sur le fret ferroviaire devraient permettre d'identifier des actions stratégiques pour renforcer la compétitivité de ces modes de transport face au fret routier et d'atteindre les objectifs de réduction de 10 % des émissions de gaz à effet de serre des transports depuis les sites de production en 2020 et de 20 % en 2025 par rapport à 2015, fixés par la LTECV. Par ailleurs, l'augmentation des capacités de transport des infrastructures portuaires, notamment grâce à l'amélioration de leur connectivité fluviale et ferroviaire, devrait accroître la pertinence d'un transport de marchandises multimodal et moins polluant que le fret aérien. L'atteinte des objectifs rappelés par la SDMP permettra de réaliser des économies de CO_2 importantes dans la mesure où le fret fluvial consomme 5 fois moins de carburant que le transport routier et émet 2,5 fois moins de CO_2 à la tonne transportée. Une barge permet ainsi de transporter l'équivalent de 3 trains et de 150 poids lourds (source : éco comparateur HAROPA). <u>Passagers :</u>En matière de transport de passagers, la SDMP rappelle les objectifs inscrits dans la SNBC de diminuer de 2% la part du routier et de l'aérien et d'atteindre un taux de 12,5% de modes doux. La SDMP met l'accent sur le report vers les transports en commun pour les courtes distances, et plus généralement du transport routier vers les transports ferroviaires, collectifs et actifs. Le développement de l'intermodalité et la mise en œuvre de solutions innovantes, dans le cadre de l'appel à projets "Transports en commun et mobilité durable" par exemple, permettront d'accroître l'accessibilité à des solutions de mobilité alternative à la voiture individuelle, et de mieux répondre aux besoins des usagers. La mise en œuvre du plan pour les mobilités actives contribuera également à reporter certains trajets vers des modes de transport non polluants. Les différentes mesures proposées par la SDMP devraient donc permettre de limiter les émissions de CO_2 liées au transport de passagers en encourageant le recours à des modes de transports alternatifs à la voiture individuelle. Enfin les reports modaux auraient également pour effet de réduire la congestion des grands axes de trafic et les émissions de CO_2 qui en résultent, dans la mesure où l'offre multimodale serait d'autant plus intéressante aux heures de pointe - permettant de réduire les temps de transport. Il sera nécessaire d'évaluer rapidement les conséquences en termes environnementaux de la libéralisation du marché des bus interurbains. En effet, l'incidence environnementale que peut engendrer le recours aux bus interurbains plutôt qu'à d'autres solutions de mobilité durable demeure incertaine dans la mesure où de nombreux facteurs pourraient influencer l'empreinte carbone de ce mode de transport : efficacité énergétique des véhicules, taux de remplissage, confort des voyageurs, etc. Les mesures visant à améliorer l'efficacité énergétique des véhicules sont, en ce sens, de nature à optimiser l'incidence environnementale de l'utilisation des bus interurbains. Des études complémentaires sur le taux de remplissage comparé des bus interurbains et autres solutions			

	collectives (Trains Express Régionaux par exemple) pourraient permettre d'affiner la compréhension de l'incidence environnementale de cette mesure. Par ailleurs, on peut s'attendre à des incidences potentiellement positives du développement de la mobilité active sur la santé humaine, le report des déplacements motorisés individuels vers les mobilités actives permettant une augmentation de l'activité physique des usagers. Toutefois, l'efficacité des mesures présentées demeure incertaine dans la mesure où il est difficile de quantifier l'ampleur des reports modaux qui résulteront des différentes actions stratégiques inscrites dans la SDMP. Afin d'optimiser les efforts d'investissement et l'opportunité de développer l'intermodalité, la mise en œuvre de la SDMP pourra s'appuyer sur les SRADDET afin de coordonner, à l'échelle locale, les différents flux et besoins des usagers.			
Ressources et déchets	Potentiellement négatif	Direct	Temporaire	Moyen terme
	La SDMP propose deux scénarios de développement des transports publics (LGV et TCSP), une hypothèse haute et une hypothèse moins élevée. Ce sont notamment entre 1020 et 1800km de lignes de métro, tram et bus à haut niveau de service qui devraient être développés d'après les scénarios proposés. Les chantiers occasionnés par un tel plan de développement seront une source importante de déchets, qu'il s'agira de collecter et de valoriser de manière adéquate. Par ailleurs, l'abandon des véhicules individuels au profit de transports collaboratifs nécessitera la structuration d'une filière de valorisation des déchets automobiles dont les quantités pourraient augmenter. Les installations de valorisation des véhicules hors d'usage devront être dimensionnées de manière adéquate face aux volumes de déchets engendrés.			
Ressources en eau	Potentiellement négatif	Direct	Permanent	Moyen terme
	La SDMP encourage le report du transport de marchandises du réseau routier vers le réseau fluvial, notamment par la mise en œuvre du plan d'action pour le développement du fret fluvial et par une politique d'investissements dans les infrastructures fluviales et portuaires. L'accroissement du fret fluvial pourrait, cependant, augmenter la pression sur les écosystèmes aquatiques du réseau et avoir des conséquences sur la qualité de la ressource en eau. En effet si des volumes importants de marchandises venaient à être transportés par voie fluviale, l'augmentation du nombre de barges de transport pourrait conduire à des niveaux élevés de rejets polluants dans les eaux fluviales et perturber l'équilibre des écosystèmes aquatiques. D'une part, l'accroissement du trafic fluvial pourrait conduire à augmenter la fréquence d'évènements ponctuels de pollution chimique, tels que les accidents fluviaux. D'autre part, les risques de pollution des milieux aquatiques fluviaux et maritimes pourraient également résulter de l'apport d'espèces non indigènes transportées puis rejetées dans un milieu par le biais de l'eau servant de lest aux barges et navires. Cette eau, embarquée avant le départ dans le milieu aquatique d'origine, permet de stabiliser un bateau et sa cargaison. Elle est ensuite rejetée à destination au fur et à mesure que la cargaison est déchargée. Les bactéries, virus et organismes contenus dans l'eau de lest sont donc susceptibles de contaminer le milieu de destination. Cette problématique est particulièrement prégnante pour les milieux maritimes où l'eau de lest rejetée peut provenir d'écosystèmes extrêmement différents de celui du port d'arrivée. Toutefois, à long terme et de manière localisée, la substitution des moyens de transports ferroviaire, fluvial et des mobilités actives au transport routier pourrait entraîner une diminution de la pollution aquatique résiduelle due à l'écoulement d'eaux de pluie souillées d'hydrocarbures sur les chaussées. Les coûts de dépollutions engendrés seraient potentiellement amenés à diminuer.			
Risques naturels et technologiques	Potentiellement positif	Direct	Permanent	Moyen terme
	La mise en œuvre de la SDMP pourrait engendrer la diminution des flux routiers d'échanges de matières dangereuses, et ainsi contribuer à limiter l'exposition aux risques liés au transport de matières dangereuses. A titre d'exemple, le transport de matières dangereuses par voie ferroviaire plutôt que par transport routier permettrait de limiter l'exposition du public à de telles matières, le transport ferroviaire s'avèrant plus sécurisé. On dénombre cependant une centaine d'incidents environ chaque année en France, dont les origines sont liées au matériel ou à des erreurs humaines."			
Utilisation et pollution des sols	Potentiellement positif	Direct	Permanent	Long terme

	L'encouragement des reports modaux proposé par la SDMP pourrait limiter voire entraîner le plafonnement des besoins de développement des infrastructures routières, et ainsi limiter l'artificialisation des sols qui peut en résulter.			
Biodiversité	Potentiellement négatif	Direct	Permanent	Moyen terme
	Le développement des infrastructures ferroviaires, fluviales et portuaires pourrait avoir un impact négatif sur la biodiversité. D'une part, le développement de nouvelles lignes ferroviaires pourrait interrompre de façon ponctuelle certaines continuités écologiques et altérer ou détruire certains milieux naturels contribuant au fonctionnement d'ensemble de la trame verte et bleue. D'autre part, la SDMP incite à l'augmentation de la part du fret ferroviaire et fluvial, notamment grâce à l'optimisation et au développement des infrastructures portuaires. L'augmentation des capacités de transport portuaire et fluvial peut cependant impliquer d'avoir recours à des navires de transport maritime plus gros, nécessitant une profondeur de canal plus importante et par conséquent le dragage de certaines voies d'eau et de certains espaces portuaires. Le dragage des voies d'eau est susceptible de déstabiliser voire d'altérer les écosystèmes maritimes et fluviaux dans la mesure où des volumes conséquents de matériaux du fond des plans d'eau sont déplacés, perturbant le lieu d'extraction et celui de destination. Il est rappelé que si les infrastructures portuaires, qu'elles soient maritimes ou fluviales devaient faire l'objet de transformations importantes, notamment dans le milieu aquatique, les impacts environnementaux de telles transformation devraient être évalués en amont et pilotés afin de maîtriser les incidences potentielles sur la biodiversité, en accord avec la réglementation applicable à ces projets.			
Nuisances Paysages et patrimoine	Potentiellement négatif	Direct	Permanent	Moyen terme
	Les reports modaux sont susceptibles d'induire un apaisement de l'espace urbain et une réduction des nuisances sonores en encourageant l'usage des transports en commun et des transports actifs plutôt que l'usage des véhicules motorisés individuels. A l'inverse, le développement des infrastructures de transport ferroviaire, fluvial et portuaire pourrait entraîner une perturbation des paysages ruraux et littoraux ainsi que certaines nuisances visuelles ou des conflits d'usages, notamment entre le trafic fluvial et portuaire commercial et le trafic touristique. Il conviendra de piloter ces perturbations en amont, notamment en s'appuyant sur les outils de planification régionaux tels que les SRADDET et sur des études d'impact préalables au développement des infrastructures, afin que la pacification des espaces urbains ne s'effectue pas au détriment des territoires péri-urbains ou ruraux, et afin d'arbitrer les possibles conflits d'usage entre fonctions urbaines et touristiques.			

Développement des modes de transport collaboratifs

	Effets notables probables	Type d'effet	Durée	Horizon
Energies et Changement Climatique Qualité de l'air et santé humaine	Potentiellement positif	Direct	Permanent	Court terme
	Le développement des modes de transport collaboratifs devrait permettre de limiter les émissions de gaz à effet de serre et autres polluants atmosphériques par rapport à un scénario tendanciel. Les mesures incitatives (stationnement et tarification privilégiés) et les aménagements proposés par la SDMP et la LTECV encouragent l'augmentation du taux d'occupation des véhicules particuliers et l'utilisation des véhicules en autopartage. Le nombre de véhicules motorisés en circulation devrait ainsi diminuer comparativement à un scénario tendanciel, permettant d'une part d'éviter un certain nombre d'émissions de GES et de polluants atmosphériques liées à ces véhicules, et d'autre part de décongestionner certains axes très empruntés. La SDMP encourage le développement de services de mobilités alternatives en capitalisant sur les retours d'expérience et les bonnes pratiques de systèmes existants. Dans le sillage des mesures prises par la LTECV, les autorités organisatrices des transports à l'échelle locale disposent désormais d'outils pour encourager le recours au covoiturage ou à l'autopartage. La mise en œuvre de signes de différenciation des véhicules en covoiturage, de plateformes de mise en relation, de conditions de circulation privilégiées, ainsi que la création d'espaces dédiés au covoiturage s'appuyant sur les schémas d'aires de covoiturage, pilotés par les autorités locales pourront accroître la visibilité et l'attractivité de cette solution de mobilité et l'incidence environnementale positive des transports collaboratifs. L'étude « ADEME, 2015 : Leviers d'actions pour favoriser le covoiturage de courte distance,			

	évaluation de l'impact sur les polluants atmosphériques et le CO_2 - Enquête auprès des utilisateurs des aires de covoiturage » menée sur un consortium d'entreprises ayant mis en place un plan covoiturage a montré que la participation à un plan de covoiturage de 3050 salariés a permis d'éviter 34 510 km parcourus par jour, soit 7 592 200 km par an. Il en résulte une diminution de 30% des émissions atmosphériques liées au trafic sur le trajet domicile/travail pour l'entreprise concernée. La promotion du covoiturage est particulièrement pertinente en entreprise et la SDMP souligne l'obligation pour les entreprises de faciliter les solutions de covoiturage à travers les Plan de déplacement des entreprises (PDE). Selon l'évaluation nationale des plans de déplacement d'entreprises menée par l'ADEME en 2010, la mise en œuvre des PDE permettrait de réduire la part modale de la voiture individuelle de 10 à 15 % et conduirait à un report modal moyen déclaré de 5,7 %. Cette étude a par ailleurs montré que la mise en place d'un PDE permet de réaliser une économie de CO_2 entre 100 et 150 kg/salarié/an. Ces dispositifs engendreraient également un gain en émissions de polluants atmosphériques (NO_x, PM_{10}, $PM_{2.5}$). L'étude de l'ADEME sur l'auto partage en trace directe a montré que le recours à un service d'autopartage permet une très forte diminution de la possession et de l'usage de la voiture personnelle et une augmentation importante de l'usage de l'ensemble des moyens de transports alternatifs à la voiture individuelle. Selon le type d'autopartage mis en place (en trace directe ou en boucle), un véhicule d'autopartage peut permettre de remplacer entre 3 et 7 véhicules particuliers, de libérer entre 2 et 6 places de stationnement, et de diminuer de 11 à 45% les kilomètres parcourus (entre 43 et 127 kilomètres parcourus en moins par usager par mois). Par ailleurs, l'usage d'un service d'autopartage permettrait de diminuer de 23 à 67% le parc automobile des usagers suite à leur inscription (véhicule vendu ou non acheté). Il en résulte une diminution substantielle des émissions de gaz à effet de serre, consécutive à la diminution du nombre de véhicules à combustion thermique en circulation et également car la plupart des véhicules en autopartage en trace directe sont des véhicules électriques. Il est important de souligner que l'autopartage est un service pertinent en zone urbaine dense ou périurbaine. L'incidence en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre est corrélée à la densité du réseau d'autopartage. En zone rurale, le développement des réseaux de covoiturage et de transports en commun semble être une solution plus pertinente. L'étude souligne que l'incidence des systèmes d'autopartage est maximisée lorsque les différents modèles d'autopartage sont intégrés au sein d'un système unique de tarification. Le parc automobile des usagers utilisant à la fois l'autopartage en boucle et en trace directe a ainsi diminué de 87% suite à leur inscription aux deux services. Dans le domaine du transport de marchandises, l'étude conjointe ADEME/LET/T&L10 estime l'incidence environnementale potentielle liées à la mutualisation des moyens de transport et à la coopération entre entreprises. Les actions visant à augmenter le taux de remplissage des véhicules de livraison permettraient une réduction de l'ordre de 30% des émissions de CO_2.
Utilisation et pollution des sols Biodiversité Paysages et patrimoine	Incertain | Indirect | Permanent | Court terme Le développement d'aires de covoiturage en marge des principaux axes routiers pourrait contribuer à l'artificialisation de surfaces naturelles, et ainsi avoir une incidence sur la biodiversité environnante. Si le développement du covoiturage pour des usages quotidiens devrait permettre de réduire les besoins en aires de stationnement, la promotion du service de covoiturage nécessitera de réserver davantage de surfaces pour la mise en relation des covoitureurs. La mobilisation d'espaces non développés pourra par ailleurs avoir une incidence sur la qualité visuelle des paysages. Les surfaces déjà urbanisées ou en reconversion (friches, délaissés, ...) pourront être privilégiées afin de ne pas consommer de la surface agricole utile au profit des aires de covoiturage. Certains types d'aménagement qui permettent une bonne infiltration des eaux et le maintien de la biodiversité pourront également être privilégiés afin de réduire l'artificialisation des sols : revêtements poreux, parkings à biodiversité positive, etc.
Nuisances	Potentiellement positif | Indirect | Permanent | Court terme Le développement de l'auto partage est susceptible d'apaiser l'environnement urbain dans la mesure où l'autopartage permet de réduire le nombre de véhicules en circulation, et de reporter un certain nombre de déplacement vers des véhicules électriques, moins polluants et moins bruyants que les véhicules à combustion thermique.

Synthèse visuelle des incidences attendues sur l'environnement en absence de mise en place des recommandations de l'EES

Les tableaux ci-après offrent une présentation générale de la nature, du caractère direct ou indirect, de la durée et de l'horizon temporel des incidences potentielles de la PPE, au regard de chaque thématique environnementale, et avant prise en compte des mesures d'évitement, de réduction et de compensation.

Tableau 9 : Vue générale de la nature attendue des incidences de la PPE par thématique environnementale

Volet	Mesures	Energies et changement climatique	Qualité de l'air et santé humaine	Ressources et déchets	Ressources en eau	Risques naturels et technologiques	Utilisation et pollution des sols	Biodiversité	Paysages et patrimoine	Nuisances
Maîtrise de la demande	Maîtrise de la demande dans les secteurs résidentiel, tertiaire, industriel, et des transports	Potentiellement positif	Potentiellement positif	Potentiellement positif	Potentiellement positif	Négligeable ou inexistant	Potentiellement positif	Potentiellement positif	Potentiellement positif	Potentiellement positif
Développement des énergies renouvelables et de récupération	Hydroélectricité	Potentiellement positif	Potentiellement positif	Négligeable ou inexistant	Incertain	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Incertain	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant
	Eolien terrestre	Potentiellement positif	Potentiellement positif	Potentiellement négatif	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Potentiellement négatif	Potentiellement négatif	Potentiellement négatif
	Energies marines	Potentiellement positif	Potentiellement positif	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Incertain	Potentiellement négatif	Potentiellement négatif
	Electricité d'origine solaire	Potentiellement positif	Potentiellement positif	Potentiellement négatif	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Potentiellement négatif	Potentiellement négatif	Potentiellement négatif	Négligeable ou inexistant
	Bois-énergie	Incertain	Incertain	Incertain	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Incertain	Incertain	Incertain	Négligeable ou inexistant
	Déchets	Potentiellement positif	Incertain	Potentiellement positif	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant
	Géothermie	Potentiellement positif	Potentiellement positif	Négligeable ou inexistant	Incertain	Incertain	Incertain	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant
	Biocarburants	Incertain	Incertain	Incertain	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Incertain	Incertain	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant
	Gaz renouvelable	Potentiellement positif	Potentiellement positif	Incertain	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Incertain
Sécurité d'approvisionnement	Parc thermique à combustion fossile	Potentiellement positif	Potentiellement positif	Potentiellement positif	Négligeable ou inexistant	Potentiellement positif	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant
	Produits pétroliers	Potentiellement positif	Potentiellement positif	Potentiellement positif	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant
	Nucléaire	Potentiellement positif	Potentiellement positif	Incertain	Potentiellement positif	Incertain	Négligeable ou inexistant	Potentiellement positif	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant
	Gaz non renouvelable	Potentiellement positif	Potentiellement positif	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant
	Effacement	Potentiellement positif	Potentiellement positif	Potentiellement positif	Négligeable ou inexistant	Potentiellement positif	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant
Infrastructures de réseau et de stockage	Réseaux électriques	Potentiellement positif	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Potentiellement négatif	Négligeable ou inexistant	Incertain	Incertain	Potentiellement négatif
	Réseaux de gaz et de pétrole	Potentiellement positif	Négligeable ou inexistant	Potentiellement positif	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Potentiellement négatif	Potentiellement négatif	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant
	Réseaux de chaleur	Potentiellement positif	Potentiellement positif	Négligeable ou inexistant	Potentiellement négatif	Négligeable ou inexistant	Potentiellement négatif	Potentiellement négatif	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant
	Stockage	Potentiellement positif	Négligeable ou inexistant	Incertain	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant

Tableau 10 : Vue générale du caractère direct ou indirect des incidences de la PPE par thématique environnementale

Volet	Orientation stratégique	Energies et changement climatique		Qualité de l'air et santé humaine	Ressources et déchets	Ressources en eau	Risques naturels et technologiques	Utilisation et pollution des sols	Biodiversité	Paysages et patrimoine	Nuisances
Maîtrise de la demande	Maîtrise de la demande dans les secteurs résidentiel, tertiaire, industriel, et des transports	Potentiellement positif	Direct	Direct	Direct	Direct	NA	Direct	Direct	Direct	Direct
Développement des énergies renouvelables et de récupération	Hydroélectricité	Potentiellement positif	Direct	Direct	NA	Direct	NA	NA	Direct	NA	NA
	Eolien terrestre	Potentiellement positif	Direct	Direct	Direct	NA	NA	NA	Direct	Direct	Direct
	Energies marines	Potentiellement positif	Direct	Direct	NA	NA	NA	NA	Direct	Direct	Direct
	Electricité d'origine solaire	Potentiellement positif	Direct	Direct	Direct	NA	NA	Direct	Direct	Direct	NA
	Bois-énergie	Incertain	Direct	Direct	Direct	NA	NA	Direct	Direct	Direct	NA
	Déchets	Potentiellement positif	Direct	Direct	Direct	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	Géothermie	Potentiellement positif	Direct	Direct	NA	Direct	Direct	Direct	NA	NA	NA
	Biocarburants	Incertain	Direct	Direct	Direct	NA	NA	Direct	Indirect	NA	NA
	Gaz renouvelable	Potentiellement positif	Direct	Direct	Direct	NA	NA	NA	NA	NA	Direct
Sécurité d'approvisionnement	Parc thermique à combustion fossile	Potentiellement positif	Direct	Direct	Direct	NA	Direct	NA	NA	NA	NA
	Produits pétroliers	Potentiellement positif	Direct	Direct	Direct	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	Nucléaire	Potentiellement positif	Indirect	Direct	Direct	Direct	Direct	NA	Direct	NA	NA
	Gaz non renouvelable	Potentiellement positif	Direct	Direct	Direct	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	Effacement	Potentiellement positif	Indirect	Indirect	Indirect	NA	Indirect	NA	NA	NA	NA
Infrastructures de réseau et de stockage	Réseaux électriques	Potentiellement positif	Indirect	NA	NA	NA	Indirect	NA	Direct	Direct	Direct
	Réseaux de gaz et de pétrole	Potentiellement positif	Indirect	NA	Direct	NA	NA	Indirect	Indirect	NA	NA
	Réseaux de chaleur	Potentiellement positif	Indirect	Indirect	NA	Indirect	NA	Indirect	Indirect	NA	NA
	Stockage	Potentiellement positif	Indirect	NA	Indirect	NA	NA	NA	NA	NA	NA

Tableau 11 : Vue générale de la réversibilité des incidences de la PPE par thématique environnementale

Volet	Orientation stratégique	Energies et changement climatique	Qualité de l'air et santé humaine	Ressources et déchets	Ressources en eau	Risques naturels et technologiques	Utilisation et pollution des sols	Biodiversité	Paysages et patrimoine	Nuisances
Maîtrise de la demande	Maîtrise de la demande dans les secteurs résidentiel, tertiaire, industriel, et des transports	Permanent	Permanent	Permanent	Permanent	NA	Permanent	Permanent	Permanent	Permanent
Développement des énergies renouvelables et de récupération	Hydroélectricité	Permanent	Permanent	NA	Permanent	NA	NA	Permanent	NA	NA
	Eolien terrestre	Permanent	Permanent	Temporaire	NA	NA	NA	Permanent	Permanent	Permanent
	Energies marines	Permanent	Permanent	NA	NA	NA	NA	Temporaire	Permanent	Permanent
	Electricité d'origine solaire	Permanent	Permanent	Temporaire	NA	NA	Permanent	Permanent	Permanent	NA
	Bois-énergie	Permanent	Temporaire	Temporaire	NA	NA	Permanent	Permanent	Permanent	NA
	Déchets	Permanent	Permanent	Permanent	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	Géothermie	Permanent	Permanent	NA	Permanent	Permanent	Permanent	NA	NA	NA
	Biocarburants	Permanent	Permanent	Permanent	NA	NA	Permanent	Permanent	NA	NA
	Gaz renouvelable	Permanent	Permanent	Permanent	NA	NA	NA	NA	NA	Temporaire
Sécurité d'approvisionnement	Parc thermique à combustion fossile	Permanent	Permanent	Permanent	NA	Permanent	NA	NA	NA	NA
	Produits pétroliers	Permanent	Permanent	Permanent	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	Nucléaire	Permanent	Temporaire	Permanent	Temporaire	Permanent	NA	Temporaire	NA	NA
	Gaz non renouvelable	Permanent	Permanent	Temporaire	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	Effacement	Permanent	Permanent	Permanent	NA	Permanent	NA	NA	NA	NA
Infrastructures de réseau et de stockage	Réseaux électriques	Permanent	NA	NA	NA	Permanent	NA	Permanent	Permanent	Permanent
	Réseaux de gaz et de pétrole	Permanent	NA	Permanent	NA	NA	Permanent	Permanent	NA	NA
	Réseaux de chaleur	Permanent	Permanent	NA	Permanent	NA	Permanent	Permanent	NA	NA
	Stockage	Permanent	NA	Permanent	NA	NA	NA	NA	NA	NA

Tableau 12 : Vue générale de l'horizon temporel des incidences de la PPE par thématique environnementale

Volet	Orientation stratégique	Energies et changement climatique	Qualité de l'air et santé humaine	Ressources et déchets	Ressources en eau	Risques naturels et technologiques	Utilisation et pollution des sols	Biodiversité	Paysages et patrimoine	Nuisances
Maîtrise de la demande	Maîtrise de la demande dans les secteurs résidentiel, tertiaire, industriel, et des transports	Court terme	Court terme	Court terme	Court terme	NA	Court terme	Court terme	Court terme	Court terme
Développement des énergies renouvelables et de récupération	Hydroélectricité	Court terme	Court terme	NA	Moyen terme	NA	NA	Moyen terme	NA	NA
	Eolien terrestre	Court terme	Court terme	Long terme	NA	NA	NA	Court terme	Court terme	Court terme
	Energies marines	Court terme	Court terme	NA	NA	NA	NA	Moyen terme	Moyen terme	Moyen terme
	Electricité d'origine solaire	Court terme	Court terme	Long terme	NA	NA	Court terme	Court terme	Court terme	NA
	Bois-énergie	Moyen terme	Moyen terme	Moyen terme	NA	NA	Moyen terme	Moyen terme	Moyen terme	NA
	Déchets	Court terme	Court terme	Court terme	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	Géothermie	Court terme	Court terme	NA	Court terme	Court terme	Court terme	NA	NA	NA
	Biocarburants	Moyen terme	Moyen terme	Moyen terme	NA	NA	Moyen terme	Moyen terme	NA	NA
	Gaz renouvelable	Court terme	Court terme	Court terme	NA	NA	NA	NA	NA	Court terme
Sécurité d'approvisionnement	Parc thermique à combustion fossile	Court terme	Court terme	Court terme	NA	Court terme	NA	NA	NA	NA
	Produits pétroliers	Moyen terme	Moyen terme	Moyen terme	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	Nucléaire	Moyen terme	Court terme	Moyen terme	Court terme	Moyen terme	NA	Court terme	NA	NA
	Gaz non renouvelable	Moyen terme	Moyen terme	Court terme	NA	NA	NA	NA	NA	NA
	Effacement	Court terme	Court terme	Court terme	NA	Court terme	NA	NA	NA	NA
Infrastructures de réseau et de stockage	Réseaux électriques	Moyen terme	NA	NA	NA	Long terme	NA	Moyen terme	Moyen terme	Moyen terme
	Réseaux de gaz et de pétrole	Moyen terme	NA	Moyen terme	NA	NA	Court terme	Court terme	NA	NA
	Réseaux de chaleur	Moyen terme	Moyen terme	NA	Moyen terme	NA	Moyen terme	Moyen terme	NA	NA
	Stockage	Moyen terme	NA	Moyen terme	NA	NA	NA	NA	NA	NA

Les incidences du volet SDMP de la PPE sont elles-aussi représentées sous un format synthétique afin de rendre compte des potentielles modifications de l'environnement liées à la mise ne œuvre de ce volet, en l'absence de prise en compte des recommandations de l'EES.

Volet	Energies et changement climatique	Qualité de l'air et santé humaine	Ressources et déchets	Ressources en eau	Risques naturels et technologiques	Utilisation et pollution des sols	Biodiversité	Paysages et patrimoine	Nuisances
Amélioration des reports modaux	Potentiellement positif	Potentiellement positif	Potentiellement négatif	Potentiellement négatif	Potentiellement positif	Potentiellement positif	Potentiellement négatif	Potentiellement négatif	Potentiellement négatif
Développement des modes de transport collaboratifs	Potentiellement positif	Potentiellement positif	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Incertain	Incertain	Incertain	Potentiellement positif
Optimisation des infrastructures et réseaux existants	Potentiellement positif	Potentiellement positif	Incertain	Négligeable ou inexistant	Potentiellement positif	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Potentiellement positif
Maîtrise de la demande de mobilité	Potentiellement positif	Potentiellement positif	Potentiellement positif	Négligeable ou inexistant	Potentiellement positif	Potentiellement positif	Potentiellement positif	Potentiellement positif	Potentiellement positif
Développement des véhicules à faibles émissions	Potentiellement positif	Potentiellement positif	Incertain	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Négligeable ou inexistant	Incertain
Développement du marché des carburants alternatifs	Potentiellement positif	Potentiellement positif	Incertain	Négligeable ou inexistant	Potentiellement négatif	Potentiellement négatif	Potentiellement négatif	Potentiellement négatif	Négligeable ou inexistant

Evaluation des incidences Natura 2000 (mentionnée à l'article L. 414-4 du Code de l'Environnement)

L'évaluation des incidences a pour but de vérifier la compatibilité d'une activité avec les objectifs de conservation du ou des sites Natura 2000. L'évaluation environnementale et l'évaluation des incidences Natura 2000 doivent être conduites conjointement.

À la différence de l'évaluation environnementale, l'évaluation des incidences Natura 2000 ne porte pas sur les effets du programme sur l'environnement dans son ensemble. Elle est ciblée sur l'analyse de ses effets sur les espèces animales et végétales et habitats d'intérêt communautaire qui ont présidé à la désignation des sites Natura 2000. L'évaluation des incidences porte non seulement sur les sites désignés (ZPS et ZSC) mais aussi sur ceux en cours de désignation (SIC et pSIC).

Identification des sites susceptibles d'être touchés

Le réseau Natura 2000 est présenté au chapitre 3 du présent rapport d'évaluation environnementale stratégique (état initial de l'environnement, pages 91 et suivantes).

Une identification précise des sites susceptibles d'être touchés par la PPE n'est pas possible. En effet, la PPE fixe des orientations au niveau national et n'a pas pour objectif de localiser les projets de développement d'infrastructures et de dispositifs de production d'énergie. Les interactions entre les projets de développement des EnR et les sites Natura 2000 devront être détaillées dans le cadre de ces projets et des études préalables auxquelles ils seront soumis le cas échéant, et seront anticipées au sein des planifications sectorielles (SRCAE, SRE, etc.). A ce stade, aucun site du réseau Natura 2000 ne peut être écarté face à d'éventuelles incidences liées à la mise en œuvre au niveau local de projets répondant aux objectifs de la PPE.

Il convient de rappeler que tout impact sur un site Natura 2000 doit a priori être évité. Lorsque cela est possible, la localisation des projets en dehors du réseau Natura 2000 doit être préférée. Lorsqu'une localisation au sein ou à proximité d'un site Natura 2000 ne peut être évitée, et que des impacts notables sont identifiés, des mesures d'évitement, de réduction ou, en dernier recours, de compensation, doivent être prévues. Il est rappelé que toute compensation devra se faire dans un site du réseau Natura 2000. Si un impact significatif résiduel est démontré, le projet ne peut aboutir (hors cas particulier d'intérêt public majeur en l'absence d'alternatives possibles).

En plus des orientations générales qu'elle définit en matière d'évolution du système énergétique, la PPE renvoie à certains projets localisés et déjà existants de développement des réseaux électriques et gaziers, qui peuvent être amenés à interagir avec les sites Natura 2000 à proximité. Ces projets sont pour la plupart soumis à des études environnementales préalables incluant une analyse des incidences sur les sites du réseau Natura 2000. Notamment :

- Les projets de développement en cours (Arc de Dierrey, Val de Saône, Artère de l'Adour, Eridan) des réseaux gaziers inscrits au sein des plans décennaux d'investissement de GRTgaz et TIGF ont été soumis à étude d'impact incluant les études d'incidence Natura 2000, autorisation ministérielle de construction et d'exploitation et à une déclaration d'utilité publique. Deux sites en Champagne-Ardenne sont concernés par des incidences résiduelles potentielles, pour lesquels des mesures de suppression, de réduction et de compensation ont été définies, ainsi que des mesures d'accompagnement. Celles-ci doivent permettre de suivre le chantier de pose de la canalisation de transport de gaz naturel et de remise en état, et d'instaurer des actions en faveur de la biodiversité. Les procédures administratives et d'autorisation à venir (notamment Gascogne Midi) impliqueront la réalisation préalable d'une étude d'impact qui inclura une analyse d'incidences Natura 2000.
- Les projets de développement des réseaux électriques inscrits au sein du schéma décennal de développement du réseau (SDDR) de RTE, dont la poursuite a été jugée nécessaire par la PPE, ont fait l'objet d'une analyse d'incidences Natura 2000 dans le cadre de l'évaluation environnementale du SDDR. A l'échelle de la France continentale et des mers territoriales associées, l'analyse n'a pas mis en évidence d'incidences notables probables de la mise en œuvre du SDDR sur les sites Natura 2000. L'analyse cartographique menée montre cependant que des sites pourraient être impactés de manière plus ou moins directe par certains projets de création d'infrastructures sur la façade atlantique et sur la partie est de la France[88]. Les effets probables correspondent principalement au risque de pollution engendré en phase travaux, qui est susceptible de dégrader certains milieux sensibles (dont des zones humides sur la façade ouest) et la conservation des espèces associées, et au risque de collision avec l'avifaune ou certaines espèces de chiroptères. Les projets concernés devront prendre en compte ces sensibilités au moment de leur définition précise et de la réalisation des études environnementales associées, en particulier des études d'incidences Natura 2000 pour éviter, réduire, voire compenser les éventuels effets identifiés.

[88] L'analyse sur tous les projets à l'étude du SDDR montre que certains sites pourraient être impactés de manière plus ou moins directe. Si l'on considère l'indicateur de croisement des projets à l'étude selon les zones tampons définies pour chaque opération (en moyenne entre 500 mètres et 5 kilomètres en fonction du niveau de précision et de la consistance) avec les sites Natura 2000, la potentialité d'une nouvelle pression sur les sites Natura 2000 concerne 3,8 % de l'ensemble des sites Natura 2000 de France continentale. En considérant uniquement les projets de création de liaisons, la potentialité d'une nouvelle pression sur le réseau Natura 2000 est largement diminuée et concerne seulement 2,2 % des sites en France continentale.

Nature des incidences à anticiper

A titre indicatif, et au-delà des incidences déjà étudiées dans le cadre des projets de réseaux détaillés ci-avant, les incidences qui seront à anticiper en lien avec la déclinaison locale des objectifs programmatiques et orientations de la PPE pourront porter sur les interactions suivantes :

- **Interactions des dispositifs de production d'énergie éolienne avec l'avifaune** : les interactions fortes entre éoliennes et oiseaux ou chauve-souris devront être prises en compte et faire l'objet d'une attention spécifique dans le cadre des projets, en particulier lorsque ceux-ci se trouveront en contact direct ou indirect avec un site du réseau Natura 2000. Il est rappelé que des impacts sur l'avifaune peuvent être associés à une installation éolienne y compris lorsque cette dernière ne se situe pas directement sur un site Natura 2000. La prise en compte des déplacements de l'avifaune (localisation des couloirs migratoires notamment) devra être intégrée aux études préalables et étudiée au cas par cas.
- **Interactions des dispositifs de production hydroélectrique avec le fonctionnement écologique des milieux aquatiques** : les dispositifs de production hydroélectrique existants ou nouveaux interagissent fortement avec les milieux aquatiques (modification possible des températures à proximité de l'installation, rupture de continuité écologique, stockage de sédiments pouvant avoir des répercussions sur les milieux situés en aval, etc.). La prise en compte de la fonctionnalité des milieux aquatiques devra être étudiée au cas par cas dans le cadre du développement de l'hydroélectricité, et les enjeux relatifs aux espèces migratrices devront faire l'objet d'une attention particulière (notamment pour des installations à l'aval des cours d'eau), ainsi que les enjeux de modification des températures et de transport des sédiments (en particulier pour des installations situées à l'amont des cours d'eau). En effet, ces enjeux pourront être associés à d'éventuels impacts sur les milieux à proximité directe de l'installation, mais également sur les milieux situés en aval de l'installation (exemple : milieux côtiers, marais, etc.) et pouvant également appartenir au réseau Natura 2000. Concernant les aménagements de centrales hydroélectriques sur les cours d'eau, il est rappelé qu'au-delà de la prise en compte des objectifs relatifs aux sites du réseau Natura 2000, les réglementations applicables en matière de protection des cours d'eau devront être respectées. Les opérations s'inscriront dans le respect de la DCE et des SDAGE et SAGE applicables.
- **Interactions des installations d'éolien offshore avec les milieux marins** : les projets déjà engagés en cours de développement en matière d'éolien offshore, dont le niveau d'avancement est variable et qui ont fait ou devront faire l'objet d'une enquête publique, seront susceptibles d'interagir avec les milieux marins (possibles modifications localisée des habitats, risques de collisions, éventuelle opportunité d' « effet récif »). Ces interactions devront être caractérisées précisément à l'échelle de chaque projet développé, ces projets étant soumis à étude d'impact. Les nouvelles capacités annoncées au sein de la PPE n'ont pas encore été localisées mais devront également tenir compte des éventuelles incidences sur les sites Natura 2000, afin de les éviter au maximum, de les réduire, ou en dernier recours de les compenser.
- **Interactions des installations photovoltaïques au sol avec les milieux écologiques terrestres** : les installations de production d'électricité solaire au sol modifient le fonctionnement des milieux sur lesquels elles s'implantent. Les caractéristiques précises des milieux devront être systématiquement prises en compte, et la présence de sites Natura 2000 à proximité de l'implantation devra faire l'objet d'analyses approfondies. En effet le cycle de vie des espèces ciblées par les Directives Oiseaux et Habitats se déroule au sein et autour des sites du réseau Natura 2000, ainsi les interactions entre sites Natura 2000 et sites alentours peuvent relever d'enjeux fonctionnels de premier ordre.
- **Interactions de l'exploitation forestière avec les milieux sylvestres et alentours** : ces interactions devront être étudiées avec attention, y compris dans le cas de l'exploitation de parcelles situées à proximité de zones Natura 2000 correspondant à des milieux boisés, forestiers ou prairiaux. Les interactions entre ces différents milieux, qu'ils fassent l'objet d'une reconnaissance et protection au titre de Natura 2000 ou non, sont fondamentales pour le fonctionnement de la trame verte et bleue métropolitaine. Les incidences directes ou indirectes sur les sites Natura 2000 de l'exploitation du bois devront par conséquent être évaluées à l'échelle des projets et en tenant compte des sites Natura 2000 directement impactés par l'exploitation forestière ou se situant à proximité des zones directement impactées. A noter que le bois est récolté avant pour sa forme à forte valeur ajoutée, le bois d'œuvre, et non pas pour le bois industrie ou le bois énergie. Ces interactions et incidences potentielles sont à anticiper dans le cadre de la mobilisation de la ressource en bois dans son ensemble, et non uniquement pour la production de bois-énergie ; elles dépassent de ce fait le seul périmètre de la PPE et devront être étudiées dans le cadre de la SNMB et du PNFB.
- **Interactions des réseaux électriques, gaziers et pétroliers avec les sites Natura 2000** : au-delà des projets mentionnés ci-avant, tout développement de réseau pourra avoir une incidence, directe ou indirecte, avec les milieux visés au titre de la directive Habitats ou de la directive Oiseaux.

En effectuant un croisement des tendances de développement des énergies renouvelables (éolien et photovoltaïque) avec le taux de présence de zones Natura 2000 par Région (% de surfaces classées en Natura 2000 par rapport aux surfaces totales), il est possible de distinguer des régions présentant a priori une plus grande sensibilité du point de vue de la préservation du réseau Natura 2000 au regard du développement de ces énergies renouvelables (ce croisement est représenté dans le tableau ci-dessous). En effet, dans les régions où le ratio de sensibilité énergie renouvelable / Natura 2000 est le plus élevé, la proportion de sites Natura 2000 est relativement importante, et le rythme de développement des énergies renouvelables a été élevé lors de la dernière décennie, tendance susceptible de se poursuivre dans les années à venir (régions les plus propices à ces formes d'énergie).

Cette analyse permet de dégager des régions pour lesquelles un niveau de sensibilité élevé doit a priori être anticipé :

- Interactions potentiellement fortes du développement de **l'éolien** avec les sites Natura 2000 : **région Hauts-de-France, Région Bretagne, Région Grand Est.**
- Interactions potentiellement fortes du développement du **solaire photovoltaïque** avec les sites Natura 2000 : **Région Bretagne, Région Pays de la Loire, Région Nouvelle Aquitaine.**

Il est rappelé que cette analyse ne présume en rien des incidences qui pourront effectivement être observées à l'échelle des régions et à l'échelle des projets. Il est rappelé que toutes les régions sont potentiellement concernées par ces interactions.

Ces analyses devront par ailleurs être approfondies au sein des SRCAE lors de leur révision.

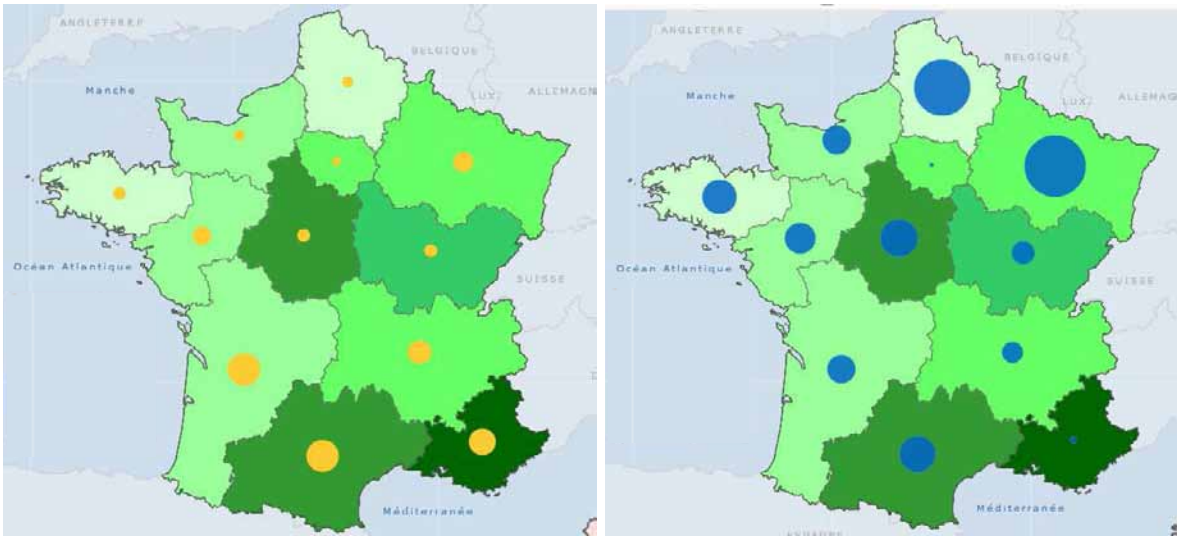
	Puissances installées sur la période 2005-2014 (MW)		Surfaces régionales (ha)			Indice de sensibilité énergie / Natura 2000		
Région	éolien	solaire	Surface totale de la région	Surface classée Natura 2000	%de surfaces Natura 2000	ratio de sensibilité / éolien*	ratio de sensibilité / solaire*	ratio de sensibilité / éolien + solaire**
Alsace Champagne-Ardenne Lorraine	2 226	428	5 925 792	579 770	10%	3,84	0,74	4,58
Aquitaine Limousin Poitou-Charentes	468	1 148	8 378 025	770 128	9%	0,61	1,49	2,10
Auvergne Rhône-Alpes	259	592	7 079 634	873 780	12%	0,30	0,68	0,97
Bourgogne Franche-Comté	309	172	4 234 753	639 328	15%	0,48	0,27	0,75
Bretagne	692	167	2 744 515	97 966	4%	7,06	1,70	8,76
Centre-Val de Loire	830	171	3 947 003	703 870	18%	1,18	0,24	1,42
Ile-de-France	9	74	1 615 337	156 154	10%	0,06	0,47	0,53
Languedoc-Roussillon Midi-Pyrénées	762	1 121	7 366 723	1 379 100	19%	0,55	0,81	1,36
Nord-Pas-de-Calais Picardie	1 867	120	3 158 804	147 401	5%	12,66	0,81	13,48
Normandie	485	110	2 971 580	223 598	8%	2,17	0,49	2,66
Pays de la Loire	554	352	3 259 177	235 182	7%	2,36	1,49	3,85
Provence-Alpes-Côte d'Azur	26	767	3 240 843	954 956	29%	0,03	0,80	0,83

*calcul: ratio puissances installées entre 2005 et 2014 (MW) / superficies Natura 2000 (km2)

*calcul: somme des deux ratios précédents

Tableau 13 : Croisement des tendances régionales de développement du solaire et de l'éolien avec l'indice de présence de zones Natura 2000 par région

Source : d'après données SOeS (les données de surfaces concernent l'année 2012)



Puissance éolienne installée entre 2005 et 2014

Puissance solaire photovoltaïque installée entre 2005 et 2014

Part des sites Natura 2000 par rapport à la surface régionale totale

Figure 57 : Croisement des tendances régionales de développement du solaire et de l'éolien avec l'indice de présence de zones Natura 2000 par région

Source : d'après données SOeS (les données de surfaces concernent l'année 2012)

A titre indicatif, les incidences qui seront à anticiper en lien avec la déclinaison locale des objectifs programmatiques et orientations de la SDMP pourront porter sur les interactions suivantes :

- **Interactions du développement des infrastructures de transport avec le milieu naturel** et la faune : certaines orientations prises par la LTECV et déclinées par la SDMP sont de nature à influer sur les sites Natura 2000, selon la localisation des projets qui seront mis en œuvre. Les investissements en infrastructures suggérés par le volet sur les reports modaux (par exemple le développement des transports ferroviaires), ou encore les aménagements plus localisés suggérés par les volets relatifs au développement des carburants alternatifs et des modes de transport collaboratifs (par exemple la création de bornes de recharge électrique ou d'aires de covoiturage) pourraient perturber localement la faune, la flore et les habitats naturels. Il s'agira de porter une attention accrue à la localisation de ces projets, préférablement en dehors des sites Natura 2000, et de gérer les éventuels impacts dans le cadre des réglementations applicables ;
- **Interactions du fret fluvial avec la faune aquatique :** les reports modaux des transports de marchandises vers le fret fluvial pourraient occasionner une augmentation du trafic fluvial et ainsi affecter la faune et la flore de certains milieux aquatiques ou semi-aquatiques continentaux ou maritimes, qu'ils se situent en amont, en aval ou au cœur même d'un site Natura 2000. Les volumes de reports modaux sont difficiles à prévoir, ainsi que leur incidence exacte sur la faune et la flore aquatique. Toutefois, les évolutions du trafic fluvial devront être pilotées de sorte à intégrer leur incidence potentielle sur les espèces qui dépendent de ces milieux.

Les incidences décrites de façon générale ci-dessus ne présument en rien de l'incidence réelle des projets qui contribueront à la mise en œuvre du la PPE sur les sites du réseau Natura 2000 ; elles visent à attirer l'attention sur certains impacts potentiellement importants qui devront être systématiquement anticipés. Elles ne constituent pas une description exhaustive des incidences possibles du développement des dispositifs énergétiques sur les sites du réseau Natura 2000. Comme explicité au paragraphe précédent, tout projet sera susceptible d'interagir avec un ou plusieurs sites du réseau Natura 2000, et devra faire l'objet d'une étude proportionnée aux enjeux identifiés et tenant compte des caractéristiques des sites Natura 2000 directement ou indirectement concernés.

Conclusion

Par conséquent, aucune incidence notable sur les sites du réseau Natura 2000 n'est identifiée à ce stade en lien avec la mise en œuvre de la PPE. Cependant, aucun site du réseau Natura 2000 ne peut être écarté face à d'éventuelles incidences futures et non identifiées à ce stade, liées à la mise en œuvre au niveau local de projets précis répondant aux objectifs globaux de programmation de la PPE. Les études environnementales préalables aux projets devront, le cas échéant, prendre en considération tout impact potentiel direct ou indirect sur un site Natura 2000 à proximité du lieu d'implantation du projet.

Parallèlement, les recommandations développées au chapitre 7 de l'EES et qui visent à limiter au maximum les incidences de la PPE sur les écosystèmes et à développer les connaissances sur les interactions entre biodiversité et énergies renouvelables (Recommandations 4, 5, 6, 7, 10, 21, 24), devraient contribuer à affiner la prise en compte de ces interactions et anticiper les modes de gestion mis en œuvre pour éviter, réduire et compenser les incidences négatives identifiées, en particulier pour les technologies innovantes pour lesquelles peu de retours d'expérience sont disponibles à ce jour.

6. PRÉSENTATION DES MESURES D'ÉVITEMENT, DE RÉDUCTION ET DE COMPENSATION

Les mesures préconisées visent en priorité à éviter les incidences négatives notables identifiées tout en permettant à la PPE de viser les objectifs définis par la Loi TECV en matière de développement des énergies renouvelables et de limitation des émissions de GES associées au système énergétique. En complément des mesures d'évitement proposées, et lorsque cela est nécessaire, des mesures de réduction sont définies. Il n'a pas été nécessaire de définir de mesure de compensation à l'échelle de la PPE. Ce type de mesures pourra être défini aux échelons inférieurs (par exemple à l'échelle des projets) en fonction de la nature des incidences identifiées et lorsque la mise en place de mesures d'évitement ou de réduction sera insuffisante ou impossible à l'échelle considérée.

Les mesures proposées sont proportionnées aux incidences identifiées (horizon, réversibilité, échelle, caractère direct ou indirect). Lorsque plusieurs horizons d'incidences sont identifiés sur une même thématique, le plus court est indiqué dans les codes couleurs en en-tête de la description de l'incidence, car il implique des mesures prioritaires. Des mesures de plus long terme ont tout de même été dégagées afin d'anticiper les différents horizons d'incidences probables et de permettre un suivi-évaluation cohérent de la PPE au fur-et-à-mesure des exercices successifs.

Les mesures proposées découlent de l'analyse croisée entre les 9 thématiques environnementales retenues et les différents volets et sous-volets de la PPE. Par souci de clarté, elles sont présentées par volet et sous-volet dans le présent chapitre, et regroupées sous forme de recommandations. Le tableau suivant résume les recommandations pour chaque volet / sous-volet. Ces recommandations sont déclinées en mesures précises par la suite.

Maîtrise de la demande	
1.	Maximiser les incidences positives de la PPE sur l'environnement et limiter ses incidences négatives, à travers la priorité donnée à des orientations ambitieuses en termes de maîtrise de la demande
Développement des filières renouvelables et de récupération	
2.	Favoriser le développement des ENR afin d'éviter le recours à des moyens de production thermique fossile supplémentaires
3.	Anticiper les incidences du développement des énergies renouvelables en matière de production de déchets et de pression sur les ressources (éolien et photovoltaïque)
Hydroélectricité	**4.** Eviter les incidences négatives des centrales hydroélectriques existantes et nouvelles sur la qualité écologique des milieux aquatiques
Eolien terrestre	**5.** Eviter et réduire les incidences potentielles du développement éolien sur la biodiversité, les paysages et les nuisances
Energies marines	**6.** Anticiper et éviter les éventuelles incidences négatives liées au développement des énergies marines sur la biodiversité et les paysages
Electricité d'origine solaire	**7.** Réduire les incidences du développement du solaire photovoltaïque sur les sols, la biodiversité et les paysages
Bois-énergie	**8.** Eviter une hausse des émissions de GES et des pollutions atmosphériques associées à la filière bois énergie **9.** Eviter les potentiels conflits d'usages sur la biomasse relatifs à la filière bois énergie **10.** Eviter que l'exploitation forestière en vue d'approvisionner la filière bois-énergie ne conduise à une détérioration des milieux et des paysages forestiers ou bocagers
Géothermie	**11.** Eviter que le développement de la géothermie ne soit à l'origine de pressions supplémentaires sur les masses d'eau souterraines, les sols et les sous-sols
Biocarburants	**12.** Adopter une vision intégrée de la production de biocarburants et favoriser le développement des biocarburants les plus vertueux du point de vue environnemental
Déchets	**13.** Anticiper les incertitudes liées à la généralisation de la valorisation des déchets tout en maximisant le potentiel de la filière
Gaz renouvelable	**14.** Favoriser le développement du gaz renouvelable, tout en l'inscrivant dans des conditions optimales du point de vue de l'environnement

Sécurité d'approvisionnement	
Parc thermique à combustible fossile	**15.** Eviter les potentielles incidences négatives associées au maintien des moyens de production thermique fossile
Produits pétroliers	**16.** Améliorer la performance énergétique et environnementale de la production des produits pétroliers
Nucléaire	**17.** Réduire les possibles pressions sur les milieux aquatiques et rejets atmosphériques associés à l'évolution du parc nucléaire **18.** Maitriser les risques technologiques associés à l'évolution du parc nucléaire **19.** Optimiser la gestion des déchets nucléaires à court, moyen et long termes
Gaz non renouvelable	**20.** Assurer et favoriser l'accélération de la transition entre l'usage de gaz non renouvelable et l'usage de biométhane
Infrastructures de réseaux et de stockage	
Réseaux électriques	**21.** Eviter et réduire les potentielles incidences négatives du développement des réseaux sur la biodiversité, les paysages, les sols et l'exposition aux risques naturels
Stockage	**22.** Eviter que le développement du stockage de l'énergie ne soit à l'origine d'une accentuation des pressions sur les matériaux stratégiques et sur le système de gestion des déchets
Effacement	**23.** Maximiser l'effet de levier de l'effacement sur l'atténuation du changement climatique et la diminution des pressions environnementales
Réseaux de gaz et de pétrole	**24.** Eviter et réduire les potentielles incidences négatives du développement des réseaux et stockages souterrains sur la biodiversité, les paysages, les sols, le sous-sol et l'exposition aux risques naturels ou technologiques
Réseaux de chaleur et de froid	**25.** Maximiser l'effet de levier du développement des réseaux de chaleur sur les émissions de GES et polluants atmosphériques

Tableau 14 : Synthèse des recommandations de l'EES

Présentation des mesures

Maîtrise de la demande

Recommandation 1. Maximiser les incidences positives de la PPE sur l'environnement et limiter ses incidences négatives, à travers la priorité donnée à des orientations ambitieuses en termes de maîtrise de la demande

A. Encourager la mise en œuvre des recommandations des audits énergétiques auprès des entreprises concernées, y compris non industrielles (notamment pour les bâtiments des entreprises tertiaires) où des gisements d'économies d'énergie substantiels mais plus difficiles à convertir car diffus sont susceptibles d'être identifiés par les audits.

B. Eviter que les rénovations de bâtiments ne conduisent à une détérioration de la qualité de l'air intérieur. Les actions possibles pourraient par exemple être intégrées dans le cadre du renforcement des exigences réglementaires.

C. Porter une attention particulière au sujet de l'efficacité énergétique au sein de la Stratégie de Développement de la Mobilité Propre (SDMP). En effet, ce volet dispose de marges de manœuvre importantes pour mettre en œuvre les objectifs sectoriels de la SNBC et contribuer à la maîtrise de la demande dans le secteur des transports.

Développement des énergies renouvelables et de récupération

Analyse générale

Recommandation 2. Favoriser le développement des EnR afin d'éviter le recours à des moyens de production thermique fossile supplémentaires

A. Préserver la capacité de flexibilité de l'hydroélectricité. Afin d'éviter de devoir recourir au développement de nouvelles productions thermiques de pointe et de contenir les incidences négatives en termes d'émissions atmosphériques qui y seraient associées, il est essentiel de préserver la capacité de flexibilité de l'hydroélectricité, qui facilite l'intégration des énergies renouvelables dans le système électrique français. A ce titre des mesures détaillées visant le maintien durable d'une filière hydroélectrique métropolitaine sont proposées par la suite (se reporter à la recommandation 4).

B. Assurer la flexibilité du réseau électrique pour intégrer de manière satisfaisante la production à partir de sources renouvelables intermittentes. Afin d'éviter de devoir recourir à moyen terme au développement de nouvelles productions thermiques de pointe et de contenir les incidences négatives en termes d'émissions atmosphériques associées, il sera nécessaire de mieux évaluer les besoins de flexibilité du réseau électrique sur l'horizon 2023-2030 en tenant compte des objectifs définis par la PPE, et d'anticiper les solutions permettant d'y faire face en évaluant leurs coûts et leurs avantages, y compris au plan environnemental. Une analyse coût-bénéfice comparée des impacts environnementaux des différentes sources de flexibilité possibles (effacements, centrales thermiques, stockage, réseaux électriques) pourrait être utile afin d'orienter les choix de programmation de la prochaine PPE.

C. Veiller à ce que la simplification des procédures administratives associées aux projets de développement d'énergies renouvelables, nécessaire à leur développement, ne conduise pas à une réduction de l'analyse des enjeux environnementaux dans la réalisation des projets. Il pourra en particulier s'agir de maintenir les obligations d'études d'impacts existantes (se reporter à la recommandation 5.E), et de veiller à ce que les projets soient conduits en prenant appui sur les outils de planification existants (se reporter aux recommandations détaillées par type d'énergie).

Recommandation 3. Anticiper les incidences du développement des énergies renouvelables en matière de production de déchets et de pression sur les ressources (éolien et photovoltaïque)

A. Poursuivre la structuration de la filière de collecte et recyclage des modules photovoltaïques, afin d'optimiser le recyclage et la réutilisation des composants. La conduite de travaux de recherche et d'études approfondies sur le recyclage des modules solaires pourrait contribuer à cette réflexion. L'anticipation des besoins en matière de formation sera notamment nécessaire.

B. A moyen terme, examiner l'opportunité de structurer une filière de valorisation des déchets liés au démantèlement des éoliennes. En prévision de la fin de vie des parcs éoliens installés et en développement, il est nécessaire d'étudier les possibilités de structuration d'une filière de valorisation des déchets liés au démantèlement des éoliennes, en envisageant tant leur recyclage que leur réutilisation.

C. Encourager le développement de technologies éoliennes et photovoltaïques éco-conçues. De telles technologies permettent d'intégrer des composants plus efficaces du point de vue matière, permettant de faciliter le recyclage et d'économiser certaines ressources stratégiques. Il pourra s'agir d'identifier les technologies disponibles (réalisation d'un benchmark), et de favoriser la réalisation de travaux de recherche approfondis sur ces sujets. Un principe en faveur de l'éco-conception des dispositifs pourrait être inscrit dans la PPE.

D. Analyser les possibilités d'intégrer des critères de gestion du démantèlement des installations aux cahiers des charges des appels d'offres pour les projets photovoltaïques, avec l'exigence que cela ne conduise pas à une complexification des cahiers des charges des appels d'offre de nature à nuire significativement au développement de la filière .

Hydroélectricité

Recommandation 4. Eviter les incidences négatives des centrales hydroélectriques existantes et nouvelles sur la qualité écologique des milieux aquatiques

A. Intégrer des critères visant à orienter les projets vers les zones de moindres enjeux écologiques dans les cahiers des charges des prochains appels d'offres, avec l'exigence que cela ne conduise pas à une complexification des cahiers des charges des appels d'offre de nature à nuire significativement au développement de la filière. Il est recommandé d'intégrer, dans les cahiers des charges des prochains appels d'offre pour le développement de la petite hydroélectricité, des critères visant à orienter les projets vers les zones de moindres enjeux écologiques. Au niveau local, les enjeux identifiés par les SDAGE et les SRCE devront être pris en compte.

B. Faciliter la rénovation des petites centrales hydroélectriques, afin de favoriser le rétablissement des continuités écologiques. Les rénovations des petites centrales hydroélectriques, qui seront de nature à favoriser le rétablissement de la continuité écologique des cours d'eau, devraient être facilitées (mécanismes tarifaires incitatifs, simplification administrative dans le respect des enjeux environnementaux, etc.). Dans le cadre de ces rénovations, les propriétés écologiques spécifiques des cours d'eau devront être prises en compte, y compris pour les cours d'eau non classés pour lesquels la réglementation est différente, dans le respect en particulier des orientations des SDAGE récemment révisées.

C. Mener une étude sur les possibilités de piloter l'évolution de la capacité de production hydroélectrique en lien avec les évolutions climatiques prévisibles et les sensibilités écologiques identifiées à l'échelle des grands bassins versants. A moyen terme, des travaux d'approfondissement concernant l'évolution du productible en lien avec les évolutions climatiques prévisibles et les sensibilités écologiques pourront être conduits afin de mieux planifier les évolutions à long terme du parc hydroélectrique français.

Eolien terrestre

Recommandation 5. Eviter et réduire les incidences potentielles du développement éolien sur la biodiversité, les paysages et les nuisances

A. Poursuivre la prise en compte les sensibilités environnementales et paysagères de chaque site au cours du processus de développement des parcs éoliens en prenant notamment appui sur les SRCAE et en s'appuyant sur les méthodes d'insertion paysagère et des mesures de préservation de la biodiversité éprouvées. A court terme, ces sensibilités devront continuer à être intégrées au processus de développement des parcs éoliens, dans le but d'informer les choix de localisation. Cette prise en compte s'effectuant à l'échelle de chaque projet, la révision des SRCAE pourra appuyer cette démarche en tenant compte des travaux disponibles et connaissances nouvelles : retours d'expérience au niveau des parcs existants, zonages Natura 2000 mis à jour, unités paysagères et sensibilités de chacune d'entre elle identifiées à l'échelle des atlas de paysages, diagnostics effectués au niveau régional, continuités écologiques identifiées au sein des SRCE, listes d'espèces protégées au niveau local et national, etc.

B. Envisager sur le long terme, à travers la conduite d'études approfondies, les possibilités de concilier le maintien de l'intérêt écologique de certains sites avec l'implantation d'éoliennes. Ces travaux d'approfondissement auront pour but d'affiner la compréhension des interactions entre les différentes technologies éoliennes et les écosystèmes, d'identifier plus finement les points d'attention et dispositifs de suivi à mettre en place, et de cibler les axes de R&D les plus pertinents du point de vue environnemental (exemple: recherche sur les dispositifs technologiques innovants existants, développement de nouveaux procédés innovants, etc.). Il est également recommandé de conduire des études approfondies portant sur les perturbations électromagnétiques dues aux éoliennes, et de soutenir l'émergence de technologies susceptibles de réduire ces impacts, afin de permettre le développement de l'éolien dans de nouveaux secteurs à enjeu environnemental limité.

C. Prévoir une actualisation régulière du guide d'études d'impacts des projets éoliens terrestres afin de tenir compte des retours d'expérience des projets développés et des bonnes pratiques mises en œuvre. Cette actualisation a notamment vocation à être alimentée par les retours d'expérience des projets développés, et des retours d'expérience collectés.

D. Maintenir l'obligation de réaliser des études d'impact dans le cadre de la simplification administrative visant les autorisations des projets éoliens actuellement soumis à autorisation. Dans un contexte plus général de simplification administrative destinée à permettre l'accélération du développement des énergies renouvelables, il est nécessaire de maintenir cette obligation, ces études d'impacts étant garantes de la prise en compte des enjeux environnementaux et paysagers pour chaque projet. Pour rappel, actuellement les projets soumis à études d'impact sont les parcs composés d'éoliennes dont les mâts font plus de 50 m de hauteur ou dont la puissance dépasse 20 MW.

E. Dans le cadre de la mise en place d'un dispositif d'appels d'offre, intégrer l'évaluation des enjeux environnementaux associés à un tel dispositif. Par exemple les appels d'offre pourraient intégrer des critères relatifs à la prise en compte des incidences sur la biodiversité, les paysages et les nuisances, et pourraient ainsi permettre d'orienter le développement vers des zones de moindre enjeu environnemental. De tels bénéfices environnementaux sont toutefois à étudier plus précisément et doivent être mis en balance par rapport aux éventuelles contraintes de faisabilité liées à un tel système.

F. Anticiper le risque de saturation des paysages en envisageant le renouvellement des installations éoliennes existantes par des installations de puissance supérieure. A moyen-long terme, le remplacement des installations éoliennes existantes par des installations de puissance supérieure constitue un moyen de mitiger le risque de saturation visuelle du territoire, tout en diminuant progressivement l'incidence marginale de chaque nouveau développement. Un guide des bonnes pratiques pour le renouvellement des installations éoliennes, visant la minimisation des incidences des renouvellements d'installations existantes, pourrait être élaboré à cet effet.

G. Renforcer les consultations et les concertations en amont des projets afin d'identifier et de prendre en compte les sensibilités locales dès la conception des projets. Un guide pratique pourrait être réalisé, afin de préciser les modalités d'implication des populations locales et parties prenantes pouvant être employées afin de permettre l'expression des différents points de vue dans le cadre de la réalisation des projets. En particulier, les possibilités de favoriser les projets participatifs pourront être étudiées et précisées.

Energies renouvelables en mer (y compris éolien en mer)

Recommandation 6. Anticiper et éviter les éventuelles incidences négatives liées au développement des énergies marines sur la biodiversité et les paysages

A. Poursuivre la localisation des projets hors des secteurs les plus sensibles du point de vue écologique et paysager en renforçant la connaissance des enjeux environnementaux de chaque zone propice sélectionnée, en amont du lancement des prochains appels d'offres. Dans la mesure du possible, la localisation des projets devra se faire hors des secteurs les plus sensibles du point de vue écologique (habitats et espèces sensibles, réseau Natura 2000 en mer en particulier) et paysager (Sites UNESCO, sites inscrits et classés, etc.). L'extension prochaine du réseau

Natura 2000 en mer dans la zone économique exclusive devra notamment être anticipée dans le cadre de la planification du développement des énergies marines.

B. Mettre en place un suivi des premiers projets en phase de construction et d'exploitation afin d'évaluer précisément leurs incidences sur la biodiversité. Ce suivi pourra intégrer des critères précis relatifs à l'environnement, et permettant de faire avancer la connaissance à ce sujet. Les critères pourront notamment tenir compte des états des lieux initiaux des PAMM.

C. Poursuivre les efforts de recherche pour mieux caractériser les incidences des installations de production d'énergie en mer sur la biodiversité marine. Il pourra être tenu compte de ces travaux ainsi que des premiers retours d'expérience afin d'orienter les choix futurs de développement des filières et des technologies les plus porteuses pour chaque filière, en particulier lors des périodes ultérieures de programmation de la PPE. De tels travaux de recherche gagneront à tenir compte tant des incidences positives de dispositifs de production d'énergie en mer sur la biodiversité que de leurs incidences négatives.

D. Rédiger un guide d'étude d'impact sur l'éolien en mer afin d'accompagner l'ensemble des parties prenantes dans l'avancement des projets (services de l'Etat, porteurs de projets, public…). Ce type de guide pourrait par la suite être étendu aux autres énergies marines au fur et à mesure de l'évolution de leur degré de maturité.

E. Maintenir l'obligation de réaliser des études d'impacts dans le cadre de la délivrance des autorisations environnementales des projets d'éoliennes en mer. Dans un contexte plus général de simplification administrative destinée à permettre l'accélération du développement des énergies renouvelables, il est nécessaire de maintenir cette obligation, les études d'impacts étant garantes de la prise en compte des enjeux environnementaux spécifiques à chaque projet et des impacts cumulés éventuels.

F. Améliorer la consultation du public lors la phase d'identification des zones propices au développement de nouveaux parcs éoliens en mer en amont du lancement des prochains appels d'offres afin de renforcer la prise en compte les sensibilités locales et de favoriser leur ancrage territorial.

Electricité d'origine solaire

Recommandation 7. Réduire les incidences du développement du solaire photovoltaïque sur les sols, la biodiversité et les paysages

A. Inscrire dans les cahiers des charges des appels d'offres pour le développement de l'énergie photovoltaïque le fait que la localisation des projets se fasse de manière à préserver les espaces naturels et agricoles. La consommation d'espaces naturels ou agricoles doit être limitée en restreignant autant que possible le développement de centrales aux terrains à faible valeur agronomique et/ou environnementale : privilégier les friches et terrains délaissés, éviter les implantations sur sites naturels sensibles

B. Etudier les possibilités de mettre en place des mécanismes financiers favorisant la reconversion des friches pour le développement de panneaux solaires. De tels mécanismes apporteraient des réponses aux problèmes techniques et financiers aujourd'hui rencontrés lors de la reconversion de friches, et indirectement aux problèmes de pression foncière ressentis par certains territoires en permettant de flécher le développement du photovoltaïque vers ces espaces. Une telle réflexion s'inscrit dans une dynamique plus large sur le sujet de l'évolution de l'utilisation de l'espace, dans lequel les énergies renouvelables, décentralisées, seront progressivement amenées à prendre une place réelle.

C. Poursuivre le travail environnemental autour des SRCAE, afin de favoriser un développement du solaire photovoltaïque au sol hors des secteurs les plus sensibles. Les sensibilités environnementales (spécificités paysagères, localisation des sites d'intérêt écologique majeur) et territoriales (pression foncière, conflits d'usages) devront être prises en compte lors de la révision prochaine des SRCAE afin d'affiner les orientations en matière de développement de l'énergie photovoltaïque. Concernant les sensibilités territoriales spécifiques, les retours d'expérience des régions les plus concernées par le développement de l'énergie solaire pourront être collectés et analysés afin de tenir compte de ces facteurs. La révision des objectifs de la PPE en fin de première période pourra prendre appui sur ce gain de connaissance et d'expérience.

D. Approfondir les connaissances relatives aux possibilités de concilier le maintien de l'intérêt agronomique ou écologique de certains sites avec l'implantation de fermes solaires au sol. Ces sujets pourraient faire l'objet d'études approfondies (benchmark des dispositifs technologiques innovants, retours d'expérience des projets ayant employés de tels dispositifs, etc.), dans le but d'affiner la compréhension des interactions entre les différentes technologies solaires et les agro-écosystèmes, et de cibler les axes de R&D les plus pertinents du point de vue de l'environnement et l'utilisation intelligente de l'espace afin de concilier les différents usages de demain.

E. Réévaluer, lors de la révision des objectifs de la PPE, l'équilibre entre objectifs de développement au sol et objectifs de développement sur bâtiment. En effet, si les critères économiques permettent aujourd'hui de proposer un équilibre 2/3 - 1/3, les évolutions de ces différentes filières dans les années à venir pourraient conduire à favoriser progressivement la montée en puissance des filières sur bâtiment, qui présentent des intérêts non négligeable du

point de vue environnemental (en particulier, faibles incidences environnementales des centrales sur toitures), malgré des coûts plus élevés.

Bois-énergie (usage électricité et chaleur)

Recommandation 8. Eviter une hausse des émissions de GES et des pollutions atmosphériques associées à la filière bois énergie

A. Poursuivre et approfondir les travaux d'étude concernant le cycle carbone global du bois-énergie pour informer les différentes programmations concernées. Ces travaux de recherche pourront nourrir à la fois la PPE, la SNMB, et le PNFB.

B. Etudier la possibilité d'intégrer des critères carbone qui présideront à la sélection des projets bois-énergie, en cohérence avec ceux qui seront définis par la SNMB et le PNFB. Ces critères pourront orienter les projets dans le choix du meilleur compromis tenant compte des paramètres suivants : les pratiques de gestion (éviter les coupes en période végétative, éviter les coupes rases, etc.), l'approvisionnement (privilégier, pour le bois-énergie, l'utilisation des résidus, etc.), l'efficacité des dispositifs de production d'énergie (privilégier par exemple la cogénération haut rendement qui présente un meilleur rendement), les paramètres logistiques d'approvisionnement (des critères contraignants tels que la réalisation d'études d'impact préalables, des garanties sur la proximité des gisements, le recours à des chartes de transport des combustibles, pourront être mis en place). Dans le cadre de la révision de la PPE, les enseignements tirés de la SNMB pourront être utilisés pour affiner ces critères de durabilité. Les bénéfices de tels critères devront faire l'objet d'un examen attentif en termes de faisabilité et au regard de la complexité qu'ils engendrent.

C. Veiller à la mise en œuvre d'exigences de certification sur le bois importé dans la PPE.

D. Etudier l'opportunité d'imposer des normes de qualité, et un système de contrôle de leur respect associé, sur les nouveaux appareils mis sur le marché pouvant aller au-delà des normes existantes dans les secteurs à enjeux du point de vue de la qualité de l'air (secteurs PPA). Une articulation forte avec le PREPA en cours d'élaboration est attendue à ce sujet et pourra être précisée lors de la révision de la PPE après 2017.

E. Dans les régions connaissant un problème particulièrement sensible de pollution aux particules, favoriser un rythme de renouvellement des appareils supérieur à son rythme naturel (par des méthodes incitatives ou légales, par le soutien à des expérimentations locales). Le retour d'expérience de l'expérimentation menée dans la vallée de l'Arve sur la prime au renouvellement des foyers ouverts pourra être mis à profit lors de la révision de la PPE afin de définir des actions ciblées en ce sens. De même, les retours d'expérience des projets soutenus par l'ADEME dans le cadre de l'AMI air-bois pourront être mis à profit.

Recommandation 9. Eviter les potentiels conflits d'usages sur la biomasse relatifs à la filière bois énergie

A. Accélérer l'élaboration de la SNMB afin d'établir des projections précises en matière de mobilisation des ressources en bois et de définir des bonnes pratiques en matière de mobilisation de la biomasse. L'élaboration de la SNMB devrait être conduite le plus rapidement possible afin de rendre disponibles les conclusions nécessaires qui pourront être appliqués dans le cadre des autres politiques publiques, dont la PPE.

B. Affirmer au sein de la PPE un principe de priorisation des usages du bois énergie en fonction de leur efficacité. A ce titre la priorisation de l'usage chaleur par rapport à l'usage électricité est à maintenir au sein de la PPE.

Recommandation 10. Eviter que l'exploitation forestière en vue d'approvisionner la filière bois-énergie ne conduise à une détérioration des milieux et des paysages forestiers ou bocagers

A. Etudier la possibilité d'intégrer des critères environnementaux visant à protéger les sols, la biodiversité et les paysages dans les critères qui présideront à la sélection des projets bois-énergie , en plus des critères carbone et des critères concernant la qualité de l'air (cf. recommandation 8.B). Les critères suivants peuvent être envisagés : choix des essences (adaptées aux écosystèmes locaux et climat futur), pratiques de gestion (respect de la faune et de la flore, de la pérennité de la ressource en particulier pour certaines structures paysagères), artificialisation limitée des espaces alentours des parcelles exploitées pour la construction de routes et espaces de circulation, etc. Ces critères seront à approfondir au regard de la mobilisation supplémentaire nécessaire de biomasse. . Les bénéfices de

tels critères devront faire l'objet d'un examen attentif en termes de faisabilité et au regard de la complexité qu'ils engendrent.

B. S'assurer du maintien et de l'efficacité des systèmes de gestion durable des forêts concomitamment au développement de la filière bois-énergie, en particulier à moyen terme dans le cadre de la mobilisation accrue des parcelles privées morcelées. Il s'agira notamment de s'assurer de la mise en œuvre des Plans Simples de Gestion (PSG). Une évaluation de l'efficacité des PSG en tant qu'outils de gestion durable des forêts pourra être conduite, en articulation avec le PNFB.

Géothermie électrique et thermique

Recommandation 11. Eviter que le développement de la géothermie ne soit à l'origine de pressions sur les masses d'eau souterraines, les sols et les sous-sols

A. Poursuivre les études et travaux d'approfondissement permettant d'améliorer la connaissance des impacts de la géothermie sur les masses d'eau et les sous-sols. En particulier dans cadre des travaux de R&D sur les procédés innovants soutenus par la géothermie, il sera nécessaire d'associer des travaux de recherche sur les impacts environnementaux de ces procédés. La capitalisation sur les retours d'expérience des projets de géothermie existants ou en développement devra également être poursuivie afin d'améliorer la connaissance de ces incidences.

B. Engager une réflexion sur le développement d'outils pour la gestion des ressources géothermiques à l'échelle des territoires. Ce type d'outil serait particulièrement utile aux territoires propices à la géothermie et faciliterait la gestion raisonnée des aquifères à leur échelle, en tenant compte des diverses sollicitations des masses d'eau territoriales dans une vision dynamique et intégrée.

Biocarburants

Recommandation 12. Adopter une vision intégrée de la production de biocarburants et favoriser le développement des biocarburants les plus vertueux du point de vue de l'environnement

A. Préciser le périmètre retenu des biocarburants avancés. Cela devrait permettre de s'assurer que les biocarburants dont le développement sera favorisé représentent les meilleures alternatives possibles du point de vue de l'environnement, et pourra guider les efforts de R&D vers les filières les plus respectueuses de l'environnement.

B. Encourager la recherche et le développement sur les biocarburants de troisième génération et les biocarburants avancés pour favoriser leur pénétration sur le marché.

C. Mener une étude de cycle de vie approfondie sur l'incidence des différentes filières de biocarburants sur la qualité de l'air, les émissions de GES et la ressource en eau. La connaissance des incidences environnementales et sociétales de ces filières pourrait permettre de mettre en place, lors de la révision de la PPE, une fiscalité avantageuse aux biocarburants les plus vertueux suivant ces critères.

Valorisation énergétique des déchets

Recommandation 13. Anticiper les incertitudes liées à la généralisation de la valorisation des déchets tout en maximisant le potentiel de la filière

A. Favoriser la production d'énergie (électricité et chaleur) à partir des déchets non dangereux résiduels et résidus d'épuration, lorsque les conditions de faisabilité économique et environnementale sont réunies. Il s'agira de favoriser l'équipement en dispositifs de production d'énergie des incinérateurs de déchets ménagers, décharges, et stations d'épuration, en veillant à ce que de telles solutions puissent être adoptées lorsque les conditions économiques et d'efficacité environnementale sont réunies. Ces dispositions pourront être réévaluées dès 2017 afin de s'assurer qu'elles sont suffisantes par rapport aux objectifs fixés. Afin d'agir parallèlement sur la mobilisation en amont du gisement de déchets, cela devrait s'accompagner d'une incitation à la collecte, au tri des déchets à la source et à la valorisation systématique des déchets recyclables, en articulation avec le PNRD.

B. Envisager la mise en place de dispositions visant à favoriser ou encourager, en complément, la valorisation des déchets industriels dangereux, lorsque cela présente un intérêt énergétique (rendement suffisant) et économique.

C. Poursuivre la R&D afin de développer des procédés de valorisation énergétique des déchets visant à limiter les émissions de polluants atmosphériques. Cette étude pourra conduire à l'identification de technologies et procédés exemplaires en la matière et éventuellement à la mise en place de critères spécifiques pour le développement d'infrastructures de valorisation, lors du prochain exercice de la PPE.

Gaz renouvelable

Recommandation 14. Favoriser le développement du gaz renouvelable, tout en l'inscrivant dans des conditions optimales du point de vue de l'environnement

A. Privilégier l'usage d'effluents d'élevage et de déchets pour la production de biométhane, afin de diminuer les pressions sur la biomasse. La PPE devrait prioriser l'utilisation des ressources pour la production de biométhane et éventuellement préciser les équilibres quantitatifs de mobilisation des ressources pour cette filière en prenant appui sur les orientations de la SNMB lorsque celle-ci sera finalisée. L'usage des effluents pour la méthanisation doit s'inscrire dans un contexte plus large tenant compte des enjeux associés à la qualité des ressources en eau et aux nitrates. Les digestats issus de la méthanisation des effluents contiennent de l'azote valorisable sous forme de substitut aux apports d'azote minéral et pouvant être exporté et équilibrer les excès d'azote entre les territoires, à condition que le digestat sorte du statut de déchet au niveau européen afin de pouvoir être exporté.

B. Maintenir un principe de priorité de l'injection du biométhane dans les réseaux et à la production de chaleur. Il s'agit de valoriser les utilisations les plus efficaces du biométhane et d'économiser les pressions sur les ressources. Ce principe doit être affirmé dans la PPE et faire l'objet de critères spécifiques dans le cadre des appels d'offre relatifs à la méthanisation.

C. Encourager la R&D sur les gaz renouvelables innovants, en tenant compte de leur potentiel de réduction des pressions sur les ressources. Les efforts de R&D sur les gaz renouvelables innovants pourront être accompagnés d'études environnementales complémentaires appréciant plus particulièrement les opportunités ou menaces en termes de mobilisation des ressources et compétition avec d'autres filières de ces technologies.

En lien avec la recommandation 9.A, l'élaboration de la SNMB devrait être conduite le plus rapidement possible afin de rendre disponibles, d'une part, les conclusions nécessaires à l'établissement de projections précises en matière de mobilisation de la biomasse, d'autre part, les bonnes pratiques en matière de mobilisation de la biomasse.

Sécurité de l'approvisionnement

Parc thermique à combustible fossile

Recommandation 15. Eviter les potentielles incidences négatives associées au maintien des moyens de production thermique fossile

A. Interdire toute nouvelle centrale au charbon non équipée de système de captage / valorisation du CO_2. Une telle interdiction permettrait de limiter les incidences négatives potentielles associées au maintien du charbon dans le mix électrique.

B. Conduire une étude approfondie sur la comparaison des impacts environnementaux des différents types de capacité de pointe au regard de leur apport au système électrique (centrales thermiques au charbon / centrales thermiques au gaz / effacement / imports). Les résultats d'une telle étude contribueraient à fournir des éléments de décision objectifs pour la priorisation des sources en période de pointe.

Produits pétroliers

Recommandation 16. Améliorer la performance énergétique et environnementale de la production des produits pétroliers

A. Prévoir des mesures au sein de la PPE permettant de rééquilibrer le ratio gazole – essence. Ces mesures pourront être mises en place afin d'améliorer l'efficacité énergétique des raffineries et de réduire l'impact de l'utilisation de produits pétroliers en termes d'émissions de polluants atmosphériques.

B. Favoriser l'incorporation de biocarburants, à condition que ceux-ci ne soient pas à l'origine de pressions environnementales nouvelles. Il est recommandé d'améliorer le contenu en CO_2 des produits pétroliers par des carburants à fort teneur en biocarburants dans le respect des exigences environnementales de la production de ces biocarburants (cf. recommandation 12).

Nucléaire

Recommandation 17. Réduire les possibles pressions sur les milieux aquatiques et rejets atmosphériques associés à l'évolution du parc nucléaire

A. Dans le cadre de l'évolution du parc nucléaire, étudier les opportunités d'amélioration des performances environnementales des nouvelles centrales

B. Veiller au maintien des performances environnementales du parc nucléaire dans le cadre de son évolution et de son vieillissement.

Recommandation 18. Maitriser les risques technologiques associés à l'évolution du parc nucléaire

A. Prendre en compte l'augmentation des risques NaTech potentiellement liée aux changements climatiques dans le plan stratégique de l'exploitant nucléaire.

B. Veiller à l'intégration environnementale du plan stratégique de l'exploitant nucléaire. Le plan stratégique de l'exploitant nucléaire, compatible avec la PPE, comporte des décisions stratégiques de nature à impacter l'exposition aux risques technologiques, et d'une façon plus générale l'environnement.

Recommandation 19. Optimiser la gestion des déchets nucléaires à court, moyen et long termes

A. S'assurer que les dispositifs de gestion des déchets nucléaires seront adaptés aux volumes produits, notamment en s'assurant que le PNGMDR prenne en compte des scénarios contrastés reflétant les orientations de la PPE. Il conviendra de veiller à ce que les infrastructures nécessaires au traitement des déchets de démantèlement puissent être disponibles dans des délais raisonnables.

B. Fiabiliser la mise à disposition d'informations concernant les volumes de déchets produits, leur caractérisation, et sur la distinction entre matières et déchets. Dans un cadre d'incertitude quant à l'évolution du parc nucléaire, et afin de prévoir au mieux le dimensionnement des dispositifs de gestion, il sera nécessaire de disposer d'informations fiables concernant les déchets nucléaires.

C. Conduire des études complémentaires dans le but d'anticiper l'équilibre entre les tranches recourant au combustible MOx et les autres, afin d'optimiser les possibilités de recyclage des matières nucléaires.

Gaz non renouvelable

Recommandation 20. Assurer et favoriser l'accélération de la transition entre l'usage de gaz non renouvelable et l'usage de biométhane

A. Encourager à moyen terme le développement du réseau de stations de distribution de GNV et bio-GNV. Le retour d'expérience de l'expérimentation ADEME en cours en région Rhône-Alpes (projet « Equilibre »), s'appuyant sur une estimation dynamique des besoins et de l'offre en matière de véhicules au gaz afin de définir, de proche en proche, les besoins de ravitaillement, pourra constituer un premier retour d'expérience sur lequel prendre appui afin d'envisager un passage à l'échelle nationale de ce type d'initiative et de mettre en place des dispositifs financiers adaptés.

B. Poursuivre les réflexions concernant la définition de dispositifs incitatifs destinées à la valorisation du biométhane carburant. Ceci permettrait l'atteinte des objectifs de la PPE fixés à ce sujet, qui présentent un intérêt environnemental fort.

Infrastructures de réseaux et stockage

Réseaux électriques

Recommandation 21. Eviter et réduire les potentielles incidences négatives du développement des réseaux sur la biodiversité, les paysages, les sols et l'exposition aux risques naturels

A. Poursuivre l'évaluation environnementale stratégique des S3RENR et tirer les enseignements de la première génération des S3RENR.

B. Approfondir les travaux d'étude comparative des incidences des réseaux enterrés et aériens sur l'environnement, en particulier sur la biodiversité, les paysages, les sols et les risques naturels. Les résultats de ces travaux pourront conduire à orienter les choix de la prochaine PPE en matière de réseaux, et à nourrir la réactualisation/élaboration des S3ENR.

Stockage (Batteries)

Recommandation 22. Eviter que le développement du stockage de l'énergie ne soit à l'origine d'une accentuation des pressions sur les matériaux stratégiques et sur le système de gestion des déchets

A. Poursuivre la structuration de la filière de recyclage des matériaux stratégiques (Lithium en particulier) cohérente avec les objectifs de développement des moyens de stockage innovants (concertation des acteurs, formation, etc.).

B. Poursuivre les efforts de recherche et innovation concernant le traitement et la valorisation des accumulateurs au Lithium. Ces efforts de recherche pourront alimenter la démarche de mise en place d'une filière dédiée.

Effacement

Recommandation 23. Maximiser l'effet de levier de l'effacement sur l'atténuation du changement climatique et la diminution des pressions environnementales

A. Envisager les possibilités de fixer des objectifs plus ambitieux en matière d'effacement. Le cas échéant, les objectifs de la PPE (en particulier l'objectif de 6 GW à horizon 2023) pourront être réévalués à l'issue de la première période de programmation, en tenant compte du suivi réalisé concernant les gisements d'effacement et les effacements réellement observés sur la période 2016-2017, en fonction de leurs performances technico-économiques, et au regard du déploiement progressif du mécanisme de capacité.

Réseaux de gaz et pétrole et stockage

Recommandation 24. Eviter et réduire les potentielles incidences négatives du développement des réseaux et stockages souterrains sur les sols, le sous-sol et l'exposition aux risques naturels ou technologiques

A. Poursuivre les études d'impacts environnementaux des projets gaziers et pétroliers en cours et maintenir l'obligation de réaliser des études d'impact pour les projets actuellement soumis.

Réseaux de chaleur

Recommandation 25. Maximiser l'effet de levier du développement des réseaux de chaleur sur les émissions de GES et polluants atmosphériques

A. Poursuivre le développement des réseaux de chaleur tout en privilégiant les réseaux approvisionnés par des ressources renouvelables, de récupération ou par cogénération. Les objectifs d'incorporation des énergies renouvelables et de récupération dans les réseaux pourront être affinés à l'issue de la première période de programmation de la PPE, afin de tendre vers une hypothèse haute d'incorporation des EnR&R dans les réseaux.

Stratégie de développement de la mobilité propre

Maîtrise de la demande de mobilité

1. Maximiser l'effet de levier de la SDMP sur la maîtrise de la demande afin de tendre vers un scénario de consommation basse compatible avec les objectifs fixés par la SNBC.

A Préciser les outils mobilisables par les acteurs pour une mise en œuvre concrète pour les objectifs fixés en matière de télétravail. La conduite d'une analyse des systèmes mis en place au sein des pays voisins européens pour lesquels le taux de salariés pratiquant le télétravail est plus élevé qu'en France pourrait alimenter les réflexions sur ce sujet. Pour rappel, en Allemagne, aux Pays-Bas, en Finlande ou encore au Danemark, plus de 20 % des salariés pratiquent le télétravail, contre 12.4 % en France87 Un étude complète pourrait également être conduite sur l'impact environnemental du télétravail.

B Favoriser les mobilités durables en milieux ruraux. A cette fin, il serait pertinent d'associer à la revue des expériences d'accompagnement personnalisé pour faciliter les mobilités en milieu rural et péri-urbain y compris au niveau international, une étude comparée des bénéfices environnementaux des différentes pratiques. A l'horizon de la prochaine SDMP (dès 2018), une évaluation du dispositif mis en place par la LTECV concernant les plans de mobilité rurale et les plans de mobilité entreprises pourrait être conduite afin de tirer les premiers enseignements de cette mesure.

A. Préciser les attentes placées dans l'étude sur les besoins liés au vieillissement de la population en matière environnementale : cette étude pourrait être l'occasion de préciser les enjeux d'adaptation des moyens de mobilités proposés en zones rurales et pour les personnes âgées en cas d'épisodes caniculaires par exemple.

Développement des véhicules à faibles émissions

2. Maximiser les bénéfices du déploiement des véhicules à faibles émissions sur le changement climatique, la qualité de l'air et les nuisances

A. Optimiser le taux de pénétration des véhicules à faibles émissions, notamment en s'inspirant des bonnes pratiques à l'international pour la pénétration des véhicules électriques (ex. Norvège, Pays-Bas).

B. Intégrer dans le volet "véhicules à faibles émissions" de la SDMP des orientations relatives aux véhicules deux-roues. Les deux-roues traditionnels sont en effet également contributeurs aux émissions de GES et de polluants, et les solutions techniques alternatives aux deux-roues à combustion doivent être mobilisées afin d'agir le plus efficacement possible en faveur de l'environnement.

3. Renforcer la connaissance des impacts locaux du déploiement des véhicules à faibles émissions en termes d'émissions de polluants atmosphériques en intégrant à l'échelle de certains projets une approche combinée climat-air-énergie-transport.

A. Intégrer à l'échelle de certains projets une approche combinée climat-air-énergie-transport. Des territoires-pilotes pourront être sélectionnés pour tester différentes formes de véhicules à faibles émissions (villes respirables, secteurs PPA, volet air des PCAET, par exemple) en choisissant des territoires qui misent sur les mobilités innovantes et bénéficient d'un suivi des résultats en termes de qualité de l'air.

A ce titre, le récent AMI sur la santé-environnement lancé en Ile-de-France, ayant pour objectif d'accompagner les projets visant à répondre aux enjeux franciliens sur la vulnérabilité et l'adaptation au changement climatique, la qualité de l'air, les nuisances liées au bruit, la pollution des sols, de l'eau, les pratiques de mobilité, la redéfinition du cadre urbain et la prise en compte des inégalités socio-environnementales, pourrait être adapté et étendu à d'autres régions.

4. Eviter que le développement des véhicules électriques et hydrogène ne soit à l'origine d'une accentuation des pressions sur les matériaux stratégiques et sur le système de gestion des déchets.

A. Poursuivre la structuration de la filière de recyclage des matériaux stratégiques (Lithium en particulier) cohérente avec les objectifs de développement des véhicules électriques et à hydrogène (concertation des acteurs, formation, etc.).

B. Poursuivre les efforts de recherche et innovation concernant le traitement et la valorisation des accumulateurs au Lithium. Ces efforts de recherche pourront alimenter la démarche de mise en place d'une filière dédiée (cf. recommandations de l'EES-PPE).

C. Mener une étude comparative pour évaluer le potentiel de recyclage à moyen terme des différentes technologies de stockage mobile : différents types d'accumulateurs, piles à combustible. Les résultats de cette étude pourront servir à orienter les efforts de développement des différentes technologies.

Développement du marché des carburants alternatifs

5. Renforcer les connaissances existantes sur l'efficacité énergétique des véhicules à hydrogène, notamment en fonction des modes de production de l'hydrogène. Des travaux de recherche et développement pourront être menés sur ce sujet, et intégrés dans la stratégie nationale de la recherche pour l'énergie instaurée par la LTECV.

25 Étude Greenworking (2012) Le télétravail dans les grandes entreprises françaises - Comment la distance transforme nos modes de travail

6. Eviter l'émergence de risques spécifiques avec le déploiement progressif des installations d'hydrogène et de GNV en l'accompagnant de mesures de sûreté appropriées, telles que décrites dans le guide dédié de l'ADEME. En particulier, l'ensemble des acteurs impliqués doivent être instruits aux mesures de sûreté et consignes de gestion de l'hydrogène, de l'usager aux services de secours chargés d'intervenir en cas d'incident.

7. Minimiser les incidences des infrastructures de charge et de ravitaillement pour les carburants alternatifs sur l'utilisation des sols et les paysages.

A. Rassembler et diffuser les bonnes pratiques en matière d'intégration paysagère des bornes de recharge pour véhicules électriques. Concernant les bornes de recharge pour les véhicules électriques, les collectivités et acteurs privés responsables de la mise en place des infrastructures pourront utiliser un cahier des charges permettant de s'assurer que la solution impactant le moins le paysage a été retenue. A cette fin, les pouvoirs publics pourront effectuer un recensement des bonnes pratiques existantes, visant à enrichir le guide techique pour la conception et l'aménagement des infrastructures de recharge pour véhicules électriques et hybrides rechargeable. Il est par exemple recommandé de favoriser l'intégration des bornes de charge au mobilier urbain préexistant (horodateur, éclairage public, etc.), en fonction des dispositifs techniques d'intégration disponibles.

B. Déployer les infrastructures de recharge et des stations d'avitaillement pour carburants alternatifs en lien avec les réseaux existants. Sous réserve des mesures de sûreté nécessaires, les collectivités pourront viser l'intégration au réseau de stations-service existant, en privilégiant la diversification des stations existantes et en minimisant le nombre de nouvelles stations construites. Un guide de bonnes pratiques pourra être rédigé à cet effet.

8. Maximiser les incidences positives du développement des carburants alternatifs sur les risques et les nuisances.

A. Réaliser une étude permettant de quantifier les niveaux d'émission sonore des différents types de véhicules, et l'accidentologie associée, afin d'évaluer correctement les risques et les nuisances associés.

B. Prendre en compte l'évolution des réglementations européennes en termes d'équipements sonores (tels que le projet eVADER d'avertisseur sonore pour les véhicules électriques) susceptible de contribuer à fixer les standards d'avertisseurs sonores qui devront équiper les véhicules à l'horizon 2019. Au-delà de la réglementation existante, engager dès à présent des travaux de recherche et développement sur les différentes solutions disponibles ou pouvant être développées pour lutter contre l'accidentologie des véhicules silencieux (alarmes, outils d'aménagements, etc.).

Optimisation des véhicules et réseaux existants

9. Maximiser les bénéfices associés à l'optimisation des réseaux et systèmes logistiques.

A. Encourager les collectivités à réserver des espaces logistiques de distribution en proximité des centres denses, d'où pourraient partir les livraisons en véhicules électriques.

B. Conduire une évaluation sur l'efficacité du système de chartes logistiques et des chartes déjà mises en œuvre. Le cas échéant, envisager la possibilité de renforcer le caractère incitatif des mesures proposées en la matière sur la base des retours d'expérience positifs des différents dispositifs volontaires existants (Charte Objectif CO2 Transporteurs, Dispositif Fret 21, Cadre National pour les Chartes Locales de Logistique Urbaine, Convention d'Engagement Volontaire sur la Route). Un guide de bonnes pratiques sur la logistique urbaine nourri par les retours d'expériences des chartes locales de logistique urbaine pourra être développé.

10. Capitaliser sur les retours d'expérience des initiatives pionnières de nouvelles techniques d'optimisation des réseaux :

A. Capitaliser sur le retour d'expérience des collectivités pionnières des ZCR et envisager l'extension du dispositif en favorisant l'adoption de cette démarche par davantage de collectivités.

B. Mettre en place un suivi du retour d'expérience des systèmes de gestion dynamique de la circulation , afin d'optimiser, lors de la prochaine programmation, l'effet environnemental des mesures prises dans ce domaine, et de les affiner le cas échéant.

11. Conduire une étude sur les bénéfices attendus des véhicules autonomes et notamment sur les bénéfices liés à l'accidentologie, à la qualité de l'air et à la fluidification du trafic.

12. Anticiper les besoins en ressource énergétique liés au développement de la mobilité électrique. A l'horizon de la prochaine PPE, les besoins liés aux systèmes de gestion dynamique du trafic et de gestion intelligente des mobilités devront être intégrées dans les projections de consommation électrique, ces besoins étant susceptibles d'augmenter fortement. Une étude précise sur les besoins engendrés par la mobilité intelligente pourrait être conduite à cet effet.

Amélioration des reports modaux

13. Maximiser les volumes des reports modaux afin d'optimiser l'effet positif de la PPE sur le changement climatique.

A Développer les instruments financiers ou fiscaux encourageant le report modal. Les incitations financières ou fiscales telles que les taxes et standards contraignants sur les émissions de GES, restrictions de stationnement, accès

réduit aux centres ville constituent un levier complémentaire à l'optimisation des réseaux existants afin d'encourager les entreprises de transports de marchandise et les particuliers à se tourner vers les transports les moins polluants. En complément des dispositifs existants, la révision de la SDMP à l'horizon 2018 pourra être l'occasion d'envisager le renforcement de certains outils ou le développement d'instruments complémentaires.

B Développer un guide des mobilités adapté à chaque typologie de territoire. La mise en œuvre des objectifs de la SDMP pourra s'appuyer sur les schémas régionaux de l'intermodalité et les plans de mobilité rurale pour la planification intégrée ville/transports pour encourager l'intermodalité. Il pourrait être envisagé de développer un guide des mobilités adaptées à chaque typologie de territoire, dans la mesure où la SDMP insiste sur la nécessité de développer des transports en fonction des territoires desservis, en cohérence avec la recommandation 1b.

14. Limiter l'incidence du développement des infrastructures nécessaires à l'amélioration des reports modaux sur les ressources et déchets. Les chantiers de développement d'infrastructure pourraient faire l'objet de Chartes chantiers responsables afin de planifier la gestion et la valorisation des déchets, ainsi que l'utilisation raisonnable des ressources.

15. Conduire une étude approfondie afin d'évaluer précisément l'impact de l'augmentation du trafic fluvial et portuaire sur la qualité écologique des milieux aquatiques fluviaux et maritimes.

Développement des modes de transport collaboratifs

16. Maximiser et optimiser le déploiement des transports collaboratifs, en travaillant sur la complémentarité entre les différentes solutions de mobilité. Afin de maximiser l'adoption des systèmes mis en place, il convient d'avoir une vision d'ensemble du service rendu à l'utilisateur.

A. Favoriser l'intégration tarifaire des différentes solutions de mobilité, dont l'autopartage. Afin de renforcer l'accessibilité et l'attractivité des services d'autopartage pour les utilisateurs, une intégration tarifaire avec les systèmes de transports en commun est indispensable. Cependant, les services d'autopartage étant le plus souvent gérés par des opérateurs privés, les collectivités locales devront mettre au point un montage financier permettant cette intégration tarifaire alliant facilité d'usage pour l'utilisateur et soutenabilité financière pour les opérateurs. Concernant l'autopartage, deux types de services existent : en boucle et en trace directe. La solution la plus efficace consiste à combiner les deux, qui peut mener à un abandon de la voiture particulière à hauteur de 87 % pour la population concernée. Cependant, les différents services proposés aujourd'hui dépendent de différents acteurs, et aucune coordination sur la complémentarité des réseaux n'est possible. Les collectivités devront donc proposer un mode de gouvernance des systèmes déployés permettant de garantir le déploiement intelligent et la complémentarité des services d'autopartage proposés par les différents acteurs.

B. Rédiger un guide de bonnes pratiques sur le développement des transports collaboratifs à l'échelle des territoires. La multiplication des initiatives aux différentes échelles permet de dégager des bonnes pratiques desquelles il conviendra de tirer profit. Ainsi les pouvoirs publics pourront recenser ces pratiques et rédiger un guide d'aide à destination des collectivités et opérateurs privés. Les collectivités, elles, pourront généraliser l'usage de plateformes publiques inter-entreprises locales pour le covoiturage. A noter que la plupart de ces initiatives ont des utilisations et des publics cibles différents, et ils permettent donc de développer une offre de services complète. La complémentarité de ces initiatives représente donc un atout dans l'optique d'une optimisation des systèmes de transport collaboratif.

Exemples de bonnes pratiques pour le déploiement des transports collaboratifs à l'échelle des territoires :

Les initiatives publiques et privées se sont récemment multipliées. Du côté des collectivités, l'Eurométropole de Strasbourg a lancé un outil gratuit, baptisé aux Optimix, proposé aux entreprises afin de les aider à optimiser leur plan de déplacements. Il vise notamment les PME et administrations regroupées en parcs d'activité. Il est également facilement reproductible pour d'autres collectivités. Du côté du covoiturage de proximité, de nombreuses start-ups se sont lancées. Il convient que les retours d'expérience soient pris en compte pour les initiatives qui ont échoué (telles que Sharette, application de covoiturage urbain connectée aux transports franciliens), celles qui se lancent (telles que Karos ou Ecov) ou celles qui se maintiennent (telles que le covoiturage de proximité et de solidarité en milieu rural à Ayen, en Corrèze).

17. Eviter ou réduire les potentielles incidences négatives du développement des aires de covoiturage sur l'utilisation des sols, la biodiversité et les paysages.

A. Eviter que le développement des aires de covoiturage ne soit à l'origine de l'utilisation d'espaces agricoles et naturels. Il pourrait être envisagé de mettre en œuvre des mesures d'incitation afin d'encourager le recours à la réhabilitation d'espaces artificialisés et friches urbaines, ou à l'adaptation de parkings déjà existants.

B. Rédiger un guide national de bonnes pratiques pour le développement des aires de covoiturage: choix de la localisation des terrains, techniques et revêtements permettant le maintien de la biodiversité, intégration paysagère et qui pourra alimenter les schémas d'aires de covoiturage. Les travaux du Réseau-Action-Climat, qui recommande notamment de « limiter les incidences environnementales des aires de covoiturage (imperméabilisation de sols, émissions de gaz à effet de serre liées au béton) en choisissant de les implanter sur des espaces existants, évitant par la même occasion l'acquisition, coûteuse, de terrain foncier »[88], pourront être prises en compte.

88 Réseau Action Climat, Mars 2014, Les solutions de mobilité soutenable en milieu rural et périurbain

Synthèse visuelle des incidences de la PPE en tenant compte des mesures de l'EES

Le tableau ci-dessous donne une lecture visuelle synthétique de l'évolution de l'état de l'environnement, dans un scénario tenant compte de la mise en œuvre de la PPE, comparativement aux évolutions tendancielles identifiées dans l'état initial de l'environnement. Il rend compte de l'effet cumulé des différents volets de la PPE sur chacune des 9 thématiques environnementales retenues. Les incidences telles que synthétisées dans le tableau tiennent compte des mesures d'évitement/réduction/compensation proposées par l'évaluateur et considèrent que ces mesures ont été intégrées à la PPE. Les incidences probables en l'absence de prise en compte des mesures préconisées sont rappelées, pour comparaison, dans la colonne de droite du tableau.

Lecture du tableau :

+ : Incidence générale du programme globalement positive par rapport à l'état initial et aux tendances observées, absence d'incidence négative notable sur la thématique. Comparativement aux tendances observées, la PPE permet donc une amélioration sur ces thématiques. Des incidences négatives ponctuelles potentielles ne sont pas exclues et doivent cependant être anticipées.

+/- : Absence d'incidence négative notable à l'échelle métropolitaine, identification d'incidences localisées et ponctuelles probables à anticiper dans le cadre des projets. Comparativement aux tendances observées, la PPE ne devrait *in fine* pas avoir d'influence notable sur ces thématiques. Des incidences négatives ponctuelles potentielles ne sont pas exclues et doivent cependant être anticipées.

- : Existence d'incidences négatives notables à l'échelle métropolitaine par rapport à l'état initial et aux tendances observées. Comparativement aux tendances observées, la PPE serait susceptible d'engendrer une détérioration des conditions environnementales sur ces thématiques. *Note : l'EES a été élaborée afin qu'aucune incidence négative notable ne subsiste, via la prise en compte des mesures préconisées.*

Tableau 15 : Représentation synthétique des incidences de la PPE et des principales recommandations proposées.

	Conclusions des l'état initial de l'environnement			Conclusions de l'analyse d'incidences et mesures E/R/C proposées		Incidence sans prise en compte des mesures
Thématique	Sensibilité	Tendances d'évolution	Degré d'interdépendance	Incidence avec prise en compte des mesures	Principales mesures de l'EES	
Energies et changement climatique	● ● ●	↗		+	1, 2, 8, 12, 13, 15, 16, 19, 20, 22, 23, 25	+
Risques naturels et technologiques	● ●	↘		+	11, 15, 18, 21, 22, 24	+/-
Milieux naturels et biodiversité	● ● ●	↘		+/-	4, 5, 6, 7, 10, 16, 21, 23, 24	-
Utilisation et pollution des sols	● ● ●	↘		+/-	7, 10, 11, 12, 21, 24	-
Ressource en eau	● ● ●	↗		+/-	4, 11, 12, 16, 17	+/-
Qualité de l'air et santé humaine	● ● ●	→		+	1, 2, 8, 12, 13, 15, 16, 17, 22, 23, 25	+/-
Ressources et déchets	● ●	↗		+/-	1, 3, 9, 12, 13, 14, 19, 20, 22	-
Nuisances	●	→		+	5, 20	+
Paysages et patrimoine	● ●	↘		+/-	5, 6, 7, 10, 21, 24	-

Suivi des mesures de l'EES retenues dans la PPE

Le tableau ci-dessous récapitule les mesures préconisées au sein de l'EES afin de maximiser l'incidence positive de la PPE sur l'environnement, en indiquant en bleu celles reprises dans la PPE, ou déjà satisfaites de fait. Les mesures qui n'ont pas été intégrées à la PPE concernent des mesures ayant davantage vocation à être appliquées parallèlement à la PPE ou au sein d'autres programmations, ou des mesures concernant les périodes de programmation futures et qui pourront être affinées et intégrées aux PPE ultérieures.

Recommandation 1. Maximiser les incidences positives de la PPE sur l'environnement et limiter ses incidences négatives, à travers la priorité donnée à des orientations ambitieuses en termes de maîtrise de la demande

A. Encourager la mise en œuvre des recommandations des audits énergétiques auprès des entreprises concernées.

B. Eviter que les rénovations de bâtiments ne conduisent à une détérioration de la qualité de l'air intérieur.

C. Porter une attention particulière au sujet de l'efficacité énergétique au sein de la Stratégie de Développement de la Mobilité Propre (SDMP).

Recommandation 2. Favoriser le développement des EnR afin d'éviter le recours à des moyens de production thermique fossile supplémentaires

A. Préserver la capacité de flexibilité de l'hydroélectricité.

B. Assurer la flexibilité du réseau électrique pour intégrer de manière satisfaisante la production à partir de sources renouvelables intermittentes.

C. Veiller à ce que la simplification des procédures administratives associées aux projets de développement d'énergies renouvelables, nécessaire à leur développement, ne conduise pas à une réduction de l'analyse des enjeux environnementaux dans la réalisation des projets.

Recommandation 3. Anticiper les incidences du développement des énergies renouvelables en matière de production de déchets et de pression sur les ressources (éolien et photovoltaïque)

A. Poursuivre la structuration de la filière de collecte et recyclage des modules photovoltaïques.

B. A moyen terme, examiner l'opportunité de structurer une filière de valorisation des déchets liés au démantèlement des éoliennes.

C. Encourager le développement de technologies éoliennes et photovoltaïques éco-conçues.

D. Analyser les possibilités d'intégrer des critères de gestion du démantèlement des installations aux cahiers des charges des appels d'offres pour les projets photovoltaïques, à condition que cela ne conduise pas à une complexification des cahiers des charges des appels d'offre de nature à nuire significativement au développement de la filière .

Recommandation 4. Eviter les incidences négatives des centrales hydroélectriques existantes et nouvelles sur la qualité écologique des milieux aquatiques

A. Intégrer des critères visant à orienter les projets vers les zones de moindres enjeux écologiques dans les cahiers des charges des prochains appels d'offres, à condition que cela ne conduise pas à une complexification des cahiers des charges des appels d'offre de nature à nuire significativement au développement de la filière ..

B. Faciliter la rénovation des petites centrales hydroélectriques, afin de favoriser le rétablissement des continuités écologiques.

C. Mener une étude sur les possibilités de piloter l'évolution de la capacité de production hydroélectrique en lien avec les évolutions climatiques prévisibles et les sensibilités écologiques identifiées à l'échelle des grands bassins versants.

Recommandation 5. Eviter et réduire les incidences potentielles du développement éolien sur la biodiversité, les paysages et les nuisances

A. Poursuivre la prise en compte les sensibilités environnementales et paysagères de chaque site au cours du processus de développement des parcs éoliens.

B. Envisager sur le long terme, à travers la conduite d'études approfondies, les possibilités de concilier le maintien de l'intérêt écologique de certains sites avec l'implantation d'éoliennes.

C. Prévoir une actualisation régulière du guide d'études d'impacts des projets éoliens terrestres afin de tenir compte des retours d'expérience des projets développés et des bonnes pratiques mises en œuvre.

D. Maintenir l'obligation de réaliser des études d'impact dans le cadre de la simplification administrative visant les autorisations des projets éoliens actuellement soumis à autorisation.

E. Dans le cadre de la mise en place d'appels d'offre, intégrer l'évaluation des enjeux environnementaux associés à un tel dispositif.

F. Anticiper le risque de saturation des paysages en envisageant le renouvellement des installations éoliennes existantes par des installations de puissance supérieure.

G. Renforcer les consultations et les concertations en amont des projets afin d'identifier et de prendre en compte les sensibilités locales dès la conception des projets.

Recommandation 6. Anticiper et éviter les éventuelles incidences négatives liées au développement des énergies marines sur la biodiversité et les paysages

A. Poursuivre la localisation des projets hors des secteurs les plus sensibles du point de vue écologique et paysager.

B. Mettre en place un suivi des premiers projets en phase de construction et d'exploitation afin d'évaluer précisément leurs incidences sur la biodiversité.

C. Poursuivre les efforts de recherche pour mieux caractériser les incidences des installations de production d'énergie en mer sur la biodiversité marine.

D. Rédiger un guide d'étude d'impact sur l'éolien en mer afin d'accompagner l'ensemble des parties prenantes dans l'avancement des projets (services de l'Etat, porteurs de projets, public…).

E. Maintenir l'obligation de réaliser des études d'impacts dans le cadre de la délivrance des autorisations environnementales des projets d'éoliennes en mer.

F. Améliorer la consultation du public lors la phase d'identification des zones propices au développement de nouveaux parcs éoliens en mer en amont du lancement des prochains appels d'offres afin de renforcer la prise en compte les sensibilités locales et de favoriser leur ancrage territorial.

Recommandation 7. Réduire les incidences du développement du solaire photovoltaïque sur les sols, la biodiversité et les paysages

A. Inscrire dans les cahiers des charges des appels d'offres pour le développement de l'énergie photovoltaïque le fait que la localisation des projets se fasse de manière à préserver les espaces naturels et agricoles.

B. Etudier les possibilités de mettre en place des mécanismes financiers favorisant la reconversion des friches pour le développement de panneaux solaires.

C. Poursuivre le travail environnemental autour des SRCAE, afin de favoriser un développement du solaire photovoltaïque au sol hors des secteurs les plus sensibles.

D. Approfondir les connaissances relatives aux possibilités de concilier le maintien de l'intérêt agronomique ou écologique de certains sites avec l'implantation de fermes solaires au sol.

E. Réévaluer, lors de la révision des objectifs de la PPE, l'équilibre entre objectifs de développement au sol et objectifs de développement sur bâtiment.

Recommandation 8. Eviter une hausse des émissions de GES et des pollutions atmosphériques associées à la filière bois énergie

A. Poursuivre et approfondir les travaux d'étude concernant le cycle carbone global du bois-énergie pour informer les différentes programmations concernées.

B. Etudier la possibilité d'intégrer des critères carbone qui présideront à la sélection des projets bois-énergie, en cohérence avec ceux qui seront définis par la SNMB et le PNFB.

C. Veiller à la mise en œuvre d'exigences de certification sur le bois importé dans la PPE.

D. Etudier l'opportunité d'imposer des normes de qualité, et un système de contrôle de leur respect associé, sur les nouveaux appareils mis sur le marché pouvant aller au-delà des normes existantes dans les secteurs à enjeux du point de vue de la qualité de l'air (secteurs PPA).

E. Dans les régions connaissant un problème particulièrement sensible de pollution aux particules, favoriser un rythme de renouvellement des appareils supérieur à son rythme naturel (par des méthodes incitatives ou légales, par le soutien à des expérimentations locales).

Recommandation 9. Eviter les potentiels conflits d'usages sur la biomasse relatifs à la filière bois énergie

A. Accélérer l'élaboration de la SNMB afin d'établir des projections précises en matière de mobilisation des ressources en bois et de définir les bonnes pratiques en matière de mobilisation de la biomasse.

B. Affirmer au sein de la PPE un principe de priorisation des usages du bois énergie en fonction de leur efficacité.

Recommandation 10. Eviter que l'exploitation forestière en vue d'approvisionner la filière bois-énergie ne conduise à une détérioration des milieux et des paysages forestiers ou bocagers

A. Etudier la possibilité d'intégrer des critères environnementaux visant à protéger les sols, la biodiversité et les paysages dans les critères qui présideront à la sélection des projets bois-énergie

B. S'assurer du maintien et de l'efficacité des systèmes de gestion durable des forêts concomitamment au développement de la filière bois-énergie

Recommandation 11. Eviter que le développement de la géothermie ne soit à l'origine de pressions sur les masses d'eau souterraines, les sols et les sous-sols

A. Poursuivre les études et travaux d'approfondissement permettant d'améliorer la connaissance des impacts de la géothermie sur les masses d'eau et les sous-sols.

B. Engager une réflexion sur le développement d'outils pour la gestion des ressources géothermiques à l'échelle des territoires.

Recommandation 12. Adopter une vision intégrée de la production de biocarburants et favoriser le développement des biocarburants les plus vertueux du point de vue de l'environnement

A. Préciser le périmètre retenu des biocarburants avancés.

B. Encourager la recherche et le développement sur les biocarburants de troisième génération et les biocarburants avancés pour favoriser leur pénétration sur le marché.

C. Mener une étude de cycle de vie approfondie sur l'incidence des différentes filières de biocarburants sur la qualité de l'air, les émissions de GES et la ressource en eau.

Recommandation 13. Anticiper les incertitudes liées à la généralisation de la valorisation des déchets tout en maximisant le potentiel de la filière

A. Favoriser la production d'énergie (électricité et chaleur) à partir des déchets non dangereux résiduels et résidus d'épuration, lorsque les conditions d'acceptabilité économique et environnementale sont réunies.

B. Envisager la mise en place de dispositions visant à favoriser ou encourager, en complément, la valorisation des déchets industriels dangereux, lorsque cela présente un intérêt énergétique (rendement suffisant) et économique.

C. Poursuivre la R&D afin de développer des procédés de valorisation énergétique des déchets visant à limiter les émissions de polluants atmosphériques.

Recommandation 14. Favoriser le développement du gaz renouvelable, tout en l'inscrivant dans des conditions optimales du point de vue de l'environnement

A. Privilégier l'usage d'effluents d'élevage et de déchets pour la production de biométhane, afin de diminuer les pressions sur la biomasse.

B. Maintenir un principe de priorité de l'injection du biométhane dans les réseaux et à la production de chaleur.

C. Encourager la R&D sur les gaz renouvelables innovants, en tenant compte de leur potentiel de réduction des pressions sur les ressources.

Recommandation 15. Eviter les potentielles incidences négatives associées au maintien des moyens de production thermique fossile

A. Interdire toute nouvelle centrale au charbon non équipée de système de captage / valorisation du CO_2.

B. Conduire une étude approfondie sur la comparaison des impacts environnementaux des différents types de capacité de pointe (centrales thermiques au charbon / centrales thermiques au gaz / effacement / imports).

Recommandation 16. Améliorer la performance énergétique et environnementale de la production des produits pétroliers

A. Prévoir des mesures au sein de la PPE permettant de rééquilibrer le ratio gazole – essence.

B. Favoriser l'incorporation de biocarburants à condition que ceux-ci ne soient pas à l'origine de pressions environnementales nouvelles.

Recommandation 17. Réduire les possibles pressions sur les milieux aquatiques et rejets atmosphériques associées à l'évolution du parc nucléaire

A. Dans le cadre de l'évolution du parc nucléaire, étudier les opportunités d'amélioration des performances environnementales des nouvelles centrales nucléaires.

B. Veiller au maintien des performances environnementales du parc nucléaire dans le cadre de son évolution et de son vieillissement.

Recommandation 18. Maitriser les risques technologiques associés à l'évolution du parc nucléaire

A. Prendre en compte l'augmentation des risques NaTech potentiellement liée aux changements climatiques dans le plan stratégique de l'exploitant nucléaire.

B. Veiller à l'intégration environnementale du plan stratégique de l'exploitant nucléaire.

Recommandation 19. Optimiser la gestion des déchets nucléaires à court, moyen et long termes

A. Dans le cadre du PNGMDR, s'assurer que les dispositifs de gestion des déchets nucléaires seront adaptés aux volumes produits, et fiabiliser la mise à disposition d'informations concernant les volumes de déchets produits, leur caractérisation, et sur la distinction entre matières et déchets.

B. Conduire des études complémentaires dans le but d'anticiper l'équilibre entre les tranches recourant au combustible MOx et les autres.

Recommandation 20. Assurer et favoriser l'accélération de la transition entre l'usage de gaz non renouvelable et l'usage de biométhane

A. Encourager à moyen terme le développement à grande échelle du réseau de stations de distribution de GNV et bio-GNV.

B. Poursuivre les réflexions concernant la définition de dispositifs incitatifs destinées à la valorisation du biométhane carburant.

Recommandation 21. Eviter et réduire les potentielles incidences négatives du développement des réseaux électriques sur la biodiversité, les paysages, les sols et l'exposition aux risques naturels

A. Poursuivre l'évaluation environnementale stratégique des S3RENR et tirer les enseignements de la première génération des S3RENR.

B. Approfondir les travaux d'étude comparative des incidences des réseaux enterrés et aériens sur l'environnement, en particulier sur la biodiversité, les paysages, les sols et les risques naturels.

Recommandation 22. Eviter que le développement du stockage de l'énergie ne soit à l'origine d'une accentuation des pressions sur les matériaux stratégiques et sur le système de gestion des déchets

A. Poursuivre la structuration de la filière de recyclage des matériaux stratégiques (Lithium en particulier) cohérente avec les objectifs de développement des moyens de stockage innovants (concertation des acteurs, formation, etc.).

B. Poursuivre les efforts de recherche et innovation concernant le traitement et la valorisation des accumulateurs au Lithium.

Recommandation 23. Maximiser l'effet de levier de l'effacement sur l'atténuation du changement climatique et la diminution des pressions environnementales

A. Envisager les possibilités de fixer des objectifs plus ambitieux en matière d'effacement.

Recommandation 24. Eviter et réduire les potentielles incidences négatives du développement des réseaux et stockages souterrains sur la biodiversité, les paysages, les sols, le sous-sol et l'exposition aux risques naturels ou technologiques

A. Poursuivre les études d'impacts environnementaux des projets gaziers et pétroliers en cours et maintenir l'obligation de réaliser des études d'impact pour les projets actuellement soumis.

Recommandation 25. Maximiser l'effet de levier du développement des réseaux de chaleur sur les émissions de GES et polluants atmosphériques

A. Poursuivre le développement des réseaux de chaleur tout en privilégiant les réseaux approvisionnés par des ressources renouvelables, de récupération ou par cogénération.

Tableau 16 : suivi des mesures de l'EES retenues dans la PPE

7. PRÉSENTATION DU DISPOSITIF DE SUIVI ENVIRONNEMENTAL DE LA PPE

Objectifs du dispositif de suivi

L'identification d'indicateurs de suivi des incidences notables doit permettre de vérifier, après l'adoption de la Programmation, la correcte appréciation des potentielles incidences défavorables identifiées au cours de l'évaluation. Dans le cadre de cette première itération de la PPE (2016-2018), la mise en place d'un système de suivi des incidences sera particulièrement utile pour contribuer au suivi et à l'amélioration des programmations suivantes. Le système de suivi doit en effet permettre de poser les bases d'une amélioration continue de la programmation énergétique pour les périodes suivantes.

Les indicateurs de suivi sont présentés selon les 9 thématiques environnementales retenues pour l'EES. En effet, ils doivent permettre de suivre l'évolution de l'environnement conséquemment à la mise en œuvre de la PPE. Il ne s'agit donc pas d'effectuer un suivi de la mise en œuvre de la PPE, mais bien de s'assurer de l'absence d'incidences notables résultant de la mise en œuvre de la PPE. Il est rappelé cependant que le suivi de ces indicateurs ne sera pas toujours de nature à traduire exclusivement les effets de la PPE, ceux-ci s'additionnant et se cumulant aux effets liés à la mise en œuvre d'autres programmations ayant de fortes interactions avec l'environnement. Certains indicateurs sont communs au suivi d'autres programmations nationales (SNBC, SNTEDD notamment), et ce pour deux raisons :

- Permettre un suivi centralisé des principales évolutions métropolitaines en matière d'énergie, de climat et de pollution atmosphérique. Ces problématiques se trouvent en effet à la croisée de différentes programmations (SNBC, PNFB, SNMB, PREPA, etc.), dont l'articulation doit notamment reposer sur un suivi coordonné.
- Mutualiser les moyens de suivi et prendre appui sur des dispositifs de suivi existants ou mobilisables dans un temps raisonnable étant donné l'horizon de la première période de programmation de la PPE (2016-2018). L'objectif ici est bien de disposer d'un dispositif de suivi opérationnel et reposant sur des indicateurs disponibles à court terme.

Une réflexion sur la définition d'autres indicateurs de suivi, plus spécifiques à la PPE ou tenant compte de l'évolution des connaissances et/ou de l'élaboration de certains documents encore en cours de réalisation (PNFB, SNMB, etc.) pourra être menée dans la perspective de révision de la PPE pour la période 2018-2023.

Par ailleurs il est recommandé de réaliser un suivi de la mise en œuvre des mesures d'évitement et de réduction de l'EES, en vue de la révision de la PPE dès 2017 afin de préparer la programmation 2018-2023.

Un jeu d'indicateur est proposé pour les volets énergie de la PPE, et un jeu d'indicateurs distinct est proposé pour le volet Stratégie de Développement de la Mobilité Propre.

Indicateurs et modalité de suivi environnemental de la PPE (volets énergie)

Thématiques environnementales	Libellé de l'indicateur	Description détaillée de l'indicateur	Sources	Périodicité
Energies et changement climatique Qualité de l'air	1. **Rythme d'installation des compteurs Linky**	► Cumul du nombre de compteurs Linky installés en France métropolitaine	ERDF	Annuelle
	2. **Rythme d'installation des compteurs Gazpar**	► Cumul du nombre de compteurs Gazpar installés en France métropolitaine	GRDF	Annuelle
	3. **Réalisation des audits énergétiques**	► Nombre d'entreprises ayant réalisé un audit énergétique ► Consolidation des gisements d'économies d'énergie identifiées par ces audits, par secteur (industrie, bâtiment, transport)	ADEME / DGEC A articuler avec le suivi national des audits énergétique	A articuler avec les obligations de rapportage européennes
	4. **Émissions sectorielles de GES**	► Emissions de Gaz à Effet de Serre par secteur ► Emissions de GES liées à la production d'électricité ► Emissions de GES liées à la combustion d'énergie ► Emissions dues aux centrales à gaz (CCG=Cycles Combinés Gaz) et au parc thermique à combustible fossile	CITEPA / MEDDE Indicateur déjà suivi dans le cadre de la SNBC	Annuelle
	5. **Emissions de polluants principaux atmosphériques**	Emissions de PM, NOx, SOx, CO, O_3, COV dues ► aux centrales d'incinération de déchet (avec ou sans récupération d'énergie) ► aux centrales thermiques à combustible fossile, particulièrement celles dues aux centrales à gaz ► à la filière bois-énergie ► à la filière bio-carburant	CITEPA	Annuelle
	6. **Installations de combustion bois-énergie renouvelées**	Suivi du nombre d'installations de combustion bois-énergie renouvelées. Le suivi peut se faire sur des territoires pilotes dans lesquels des démarches innovantes prennent place	ADEME	Annuelle
Milieux naturels et biodiversité	7. **Innovations technologiques permettant de concilier énergies renouvelables et biodiversité**	Suivi des retours d'expérience en la matière, en particulier en ce qui concerne : ► L'éolien ► Le solaire photovoltaïque ► Les énergies marines	MEEM / ADEME	Annuelle

	8. Retours d'expérience territoriaux en matière de développement des énergies renouvelables	Suivi des retours d'expérience des Schémas Régionaux Climat Air Energie en matière de prise en compte des sensibilités environnementales et paysagères territoriales dans le développement des énergies renouvelables.	MEEM / ARF	A l'issue de la 1ère période de la PPE
	9. Gestion durable des forêts privées	► Suivi des surfaces forestières privées par rapport aux surfaces forestières totales Pourcentage de forêts privées sous PSG (Plan Simple de Gestion)	MAAF / DRAAF AAMP / future AFB A articuler avec le PNFB	Tous les 5 ans à partir de 2018
	10. Proportion de surfaces forestières en aires protégées	Suivi des surfaces forestières bénéficiant d'une protection forte : ► cœur des parcs nationaux, ► réserves naturelles, ► réserves biologiques, ► sites objets d'arrêtés préfectoraux de protection de biotope)	MNHN-SPN / ONB A articuler avec le PNFB	Tous les 5 ans à partir de 2018
Ressource en eau et milieux aquatiques	**11. Retours d'expérience concernant la géothermie**	► Suivi des risques associés à la ressource en eau en lien avec le développement de la géothermie	MEEM / ADEME	Annuelle
	12. Obstacles à l'écoulement des cours d'eau liés à la production d'électricité	► Nombre d'obstacles sur les cours d'eau métropolitains pour 100 km de linéaire, avec et sans aménagement pour le franchissement, liés à la production d'électricité ► Cette donnée peut être croisée avec le suivi du nombre de centrales hydroélectriques rénovées	ONEMA/ CGDD	
Utilisation et pollution des sols	**13. Surface totale de cultures dédiées aux biocarburants**	► Suivi de l'évolution des surfaces dédiées aux biocarburants	MOFOB/France Agrimer/ MAAF-Agreste	Bi-annuelle puis tous les 5 ans à partir de 2018
	14. Superficies occupées par les installations photovoltaïques au sol	Suivi réel de la consommation d'espaces associée au développement du photovoltaïque au sol : ► distinction par occupation initiale du territoire (surfaces naturelles, agricoles, artificialisées, friches, …) ► suivi de l'évolution du ratio de consommation d'espace par MW installé	MEEM / DREAL	Annuelle
Ressources et déchets	**15. Taux pression exercée par la filière bois-énergie sur la ressource bois**	Calcul de la pression exercée par la filière bois, et en particulier bois-énergie, sur la ressource, en prenant appui sur les indicateurs suivants : ► Suivi de l'accroissement biologique net de la mortalité en forêt (indicateur déjà suivi par la SNBC)ation de bois attribuable à la filière bois-énergie	IGN / ONB / MAAF / MEEM A articuler avec le PNFB et la SNMB	Tous les 5 ans à partir de 2018

	16. Consommation de bois destinée à la production de bois-énergie	Volume de bois consommé à des fins de production énergétique, par type de biomasse (préciser ici les catégories, exemple plaquettes forestières, connexes des industries du bois, produits en fin de vie, déchets de bois traités et souillés) par origine (métropolitaine, importée)	INSEE / MAAF A articuler avec le PNFB	Tous les 5 ans à partir de 2018
	17. Quantité de déchets issus d'installations éoliennes à démanteler	► Suivi des quantités de déchets collectés et recyclés chaque année ► Tableau de bord des éoliennes arrivant en fin de vie et estimation des quantités de déchets associées, par type de déchet, pour les 5 années à venir.	ADEME / MEEM	Tous les 5 ans à partir de 2018
	18. Quantité de déchets issus de panneaux solaires à démanteler	► Suivi des quantités de déchets collectés et recyclés chaque année ► Tableau de bord des parcs photovoltaïques arrivant en fin de vie et estimation des quantités de déchets associées, par type de déchet, pour les 5 années à venir.	ADEME - Registre des producteurs / MEEM	Tous les 5 ans à partir de 2018
	19. Déchets des dispositifs de stockage d'énergie	► Mise en place d'un tableau de bord suivi des déchets issus des dispositifs stockage énergie.	ADEME / MEEM	A mettre en place à partir de la 2ème période de la PPE
	20. Valorisation énergétique des déchets	► Quantité d'énergie produite à partir de la valorisation de déchets Pourcentage de déchets valorisés énergétiquement par secteur d'activité, et pourcentage de la production totale de déchets concernés	IFEN/ SOeS INSEE MEEM /	Annuelle
	21. Valorisation du biométhane	► Nombre d'installations raccordées pour injection de biométhane ► Quantité d'énergie produite à partir de la valorisation de déchets	Indicateur déjà suivi dans le cadre de la SNBCIFEN/ SOeS INSEE	Annuelle

Indicateurs et modalité de suivi environnemental de la SDMP

Thématiques environnementales	Libellé de l'indicateur	Description détaillée de l'indicateur	Sources	Périodicité
Energies et changement climatique Qualité de l'air	**11.** Émissions de GES pour le secteur des transports, par mode de transport	► Emissions de GES liées à la production des carburants ► Emissions de GES liées à la combustion d'énergie	CITEPA / MEDDE Indicateur déjà suivi dans le cadre de la SNBC	Annuelle
	12. Emissions de polluants principaux atmosphériques	► Emissions de PM, NOx, SOx, CO, O3, COV dues aux flux de transports	CITEPA	Annuelle
	13. Intensité carbone moyenne du parc de véhicules français	► Contenu CO2 par unité d'énergie, en analyse sur le cycle de vie « du puits à la roue »	ADEME	Annuelle
	14. Suivi de la qualité de l'air pour les zones pilotes de déploiement des carburants alternatifs	► Suivi des évolutions en termes de qualité de l'air (concentrations en PM et NOx) sur les territoires pilotes ou précurseurs de déploiement des carburants alternatifs.	Collectivités territoriales concernées	A l'issue de la 1ère période de la PPE
	15. Retour d'expérience des ZCR annoncées	► Suivi des évolutions en termes de qualité de l'air (concentrations en PM et NOx) des ZCR	Collectivités territoriales concernées	A l'issue de la 1ère période de la PPE
	16. Déploiement des infrastructures de recharge pour carburants alternatifs	► Nombre de points de recharge pour l'électricité ouverts au public ► Nombre de stations d'avitaillement en GNV ouverts au public ► Nombre de stations hydrogène ouverts au public	GIREVE AFGNV AFHYPAC	Annuelle

Milieux naturels et biodiversité	**17.** Suivi des schémas d'aires de covoiturages	► Montant des surfaces urbanisées pour les besoins en aires de covoiturage ► Recueil de bonnes pratiques	MEEM	A l'issue de la 1ère période de la PPE
Ressource en eau et milieux aquatiques	**18.** Suivi de la biodiversité aquatique des voies navigables	► Nombre d'espèces aquatiques présentes dans le milieu avant/après la mise en œuvre des mesures de la SDMP	Observatoires de la biodiversité	Tous les 5 ans à partir de 2018
Utilisation et pollution des sols	**19.** Part de surfaces agricoles utiles consacrée à la production de biocarburants	► Suivi de l'évolution des surfaces dédiées aux biocarburants	MAAF	Annuelle
Ressources et déchets	**20.** Consommation de bio-GNV par rapport à la consommation de GNV totale	► Suivi du déploiement du bio-GNV	DGEC	Tous les 5 ans à partir de 2018
	11. Diversification du mix énergétique des transports	► Ventes annuelles de véhicules roulant au GNV ► Ventes annuelles de véhicules roulant à l'hydrogène) ► Consommation d'hydrocarbures et de carburants d'origine fossile	SOeS	Annuelle
	12. Déchets des batteries électriques	► Suivi des quantités de déchets collectés et recyclés chaque année : taux de batteries réorientées vers une filière de réutilisation/seconde vie. ► Tableau de bord des générations de batteries et VE arrivant en fin de vie et estimation des quantités de déchets associées, par type de déchet, pour les 5 années à venir. ► Evaluation de la filière de valorisation des batteries.	ADEME / MEEM	Tous les 5 ans à partir de 2018
Risques naturels et technologiques	13. Suivi du nombre d'accidents dans le transport de matières dangereuses par mode de transport	Suivi de l'évolution du nombre d'accident et de l'incidence positive potentielle de l'optimisation des systèmes de logistique urbaine (Base de données Aria (Analyse, recherche et information sur les accidents technologiques) : www.aria.developpement-durable.gouv.fr).	MEEM	Annuelle
Nuisances	14. Evolution de la perception des sources de nuisances sonores	► Suivi général de la perception des nuisances sonores ► Suivi spécifique de l'évolution de la perception des nuisances sonores dans les zones test de restriction de circulation	MEEM	Annuelle

8. PRÉSENTATION DES MÉTHODES UTILISÉES

L'exercice d'évaluation environnementale stratégique dont le présent rapport rend compte a été réalisé conformément aux dispositions de l'article R. 122-20 du Code de l'environnement issu du décret n° 2012-616 du 2 mai 2012 relatif à l'évaluation de certains plans et documents ayant une incidence sur l'environnement. Il a bénéficié de l'appui technique d'Alexis Gazzo, Jean-Gabriel Robert, Perrine Theillard, Rémi Preux et Margot Delafoulhouze (EY). Ce chapitre détaille les principaux éléments de la méthodologie mise en œuvre par l'évaluateur pour réaliser cet exercice. Les limites inhérentes à l'exercice d'évaluation sont rappelées lorsque nécessaire.

Déroulement de l'évaluation et échanges itératifs avec les rédacteurs de la programmation

Un Comité de Pilotage de l'EES de la PPE a été mis en place, composé des représentants des différents bureaux de la DGEC, du Bureau Natura 2000 de la DGALN, du bureau de l'évaluation environnementale du CGDD, du Cerema et de l'ADEME.

La première réunion du Comité de Pilotage ayant eu lieu le 16 septembre 2015 a permis d'acter les premiers travaux d'analyse, de statuer sur les conclusions ressortant de l'état initial de l'environnement, et de valider la méthodologie d'évaluation. Ce premier Comité de Pilotage a été l'occasion d'attirer l'attention sur les enjeux environnementaux pressentis comme prédominants dans le cadre de l'élaboration de la PPE, afin de permettre d'intégrer leur prise en compte dans les étapes ultérieures d'élaboration de la PPE.

Suite au premier Comité de Pilotage, l'analyse des incidences a été réalisée au fur-et-à-mesure de la définition des orientations et des ambitions de la PPE, permettant d'alerter en continu les rédacteurs de la programmation sur d'éventuelles incidences environnementales notables à anticiper, et d'affiner progressivement la prise en compte de l'environnement dans la programmation au fil de son élaboration.

Le second Comité de Pilotage organisé le 12 janvier 2016 a permis de valider l'analyse résultant de ces échanges itératifs, avant transmission de ce présent rapport à l'autorité environnementale.

Approche générale d'évaluation

Une clé d'entrée par thématique environnementale

Le travail d'évaluation s'est fondé sur l'utilisation d'une clé de lecture selon neuf thématiques environnementales, élaborée en fonction des spécificités de la PPE et du secteur énergétique, et des dispositions de l'Article R122-20 du Code de l'environnement définissant l'exercice d'EES et stipulant les enjeux environnementaux à prendre en considération.

Le choix de ces neuf thématiques a été dans un premier temps proposé par l'évaluateur, puis discuté lors du premier comité de pilotage de l'EES de la PPE. Suite à ces discussions, le choix final des thématiques retenues a été validé par les membres du comité de pilotage. Les neuf thématiques suivantes ont été retenues :

Energies et changement climatique	Risques naturels et technologiques	Utilisation et pollution des sols
Ressource en eau	Qualité de l'air	Milieux naturels et biodiversité
Nuisances	Ressources et déchets	Paysages et patrimoine

Ces neuf thématiques ont constitué le fil conducteur de l'évaluation. Elles constituent une base indispensable pour pouvoir comparer un état initial, une situation tendancielle et une situation avec programmation. Elles constituent également une clé d'entrée à maintenir pour les évaluations successives des différentes programmations de la PPE, dans un objectif de continuité des différents exercices et de leurs évaluations environnementales respectives.

Une méthodologie adaptée aux spécificités de la PPE

Choix de la maille d'analyse

L'analyse des incidences a été effectuée de manière à évaluer les effets de la PPE dans son ensemble, ainsi que sa cohérence au regard du contexte environnemental dans lequel elle s'inscrit. A cette fin, le choix de la maille d'analyse a été retenu afin de permettre un degré de précision suffisant, mais permettant également de traduire les grands objectifs stratégiques de la PPE.

Dans cette optique, la maille d'analyse des incidences environnementales de la PPE a été définie comme suit :

Maîtrise de la demande
1. Maîtrise de la demande

Développement des filières renouvelables et de récupération

2. Hydroélectricité
3. Eolien terrestre
4. Energies marines
5. Electricité d'origine solaire
6. Bois-énergie
7. Géothermie
8. Biocarburants
9. Déchets
10. Gaz renouvelable

Sécurité d'approvisionnement

11. Parc thermique à combustible fossile
12. Produits pétroliers
13. Nucléaire
14. Gaz non renouvelable

Infrastructures de réseaux et de stockage

15. Réseaux électriques
16. Stockage
17. Effacement
18. Réseaux de gaz et de pétrole
19. Réseaux de chaleur et de froid

Chacun des 19 items évalués a été croisé avec chacune des 9 thématiques environnementales retenues afin d'identifier les incidences notables probables de la programmation sur l'environnement. Le choix de cette méthodologie a été commandé par un souci d'exhaustivité et de précision. Cette approche a été couplée à une réflexion plus générale par thématique environnementale, qui a notamment pris appui sur les entretiens d'approfondissement, ainsi qu'à une réflexion sur la cohérence générale de la programmation, qui s'est appuyée en partie sur la réalisation des entretiens de cadrage. Cette triple approche a permis de tenir compte des effets cumulés de la programmation, et d'intégrer, à un degré de précision cohérent avec la programmation, les incertitudes existantes.

De même, la maille d'analyse des incidences environnementales de la SDMP a été définie selon six volets principaux :

- Maîtrise de la demande
- Développement des véhicules à faibles émissions
- Développement du marché des carburants alternatifs et déploiement des infrastructures correspondantes
- Optimisation des véhicules et réseaux existants
- Amélioration des reports modaux
- Développement des modes de transports collaboratifs

Chacun des 6 volets évalués a été croisé avec chacune des 9 thématiques environnementales retenues afin d'identifier les incidences notables probables de la SDMP sur l'environnement. Le choix de cette méthodologie a été commandé par un souci d'exhaustivité et de précision. Cette approche a été couplée à une réflexion plus générale par thématique environnementale, ainsi qu'à une réflexion sur la cohérence générale de la SDMP. Cette triple approche a permis de tenir compte des effets cumulés de la SDMP, et d'intégrer, à un degré de précision cohérent avec la SDMP, les incertitudes existantes.

Prise en compte des effets cumulés

L'exercice d'évaluation a tenu compte des différents types d'effets cumulés, afin de permettre une analyse générale de l'évolution de l'environnement selon les 9 thématiques retenues :

- **Effets cumulés entre différentes orientations de la PPE.** Cela a notamment permis de démontrer l'effet de levier de certaines orientations sur d'autres orientations (exemple : rôle de l'hydroélectricité dans l'intégration à moyen-long terme des énergies renouvelables dans le réseau électrique), ou de mesurer les équilibres globaux entre les différents volets de la PPE.

- **Effets cumulés résultant de la mise en œuvre conjointe de la PPE et des autres plans et programmes** s'appliquant au niveau national ou local. Il a notamment été tenu compte tout au long de l'évaluation des réglementations applicables à l'échelle nationale et à l'échelle des projets, et des dynamiques territoriales reflétées par les SRCAE et SRCE en particulier, qui auront une incidence croisée avec la mise en œuvre de la PPE.

Prise en compte des incertitudes inhérentes à la PPE

La PPE propose deux scénarios énergétiques pour la France aux horizons 2018 et 2023 afin de refléter les incertitudes en matière d'évolution de la demande, et d'en tenir compte dans une perspective de sécurisation de l'approvisionnement. Cette fourchette d'incertitude a été intégrée dans l'évaluation environnementale tout au long de sa réalisation. En particulier, l'analyse a tenu compte de cette fourchette d'incertitude de deux manières :

- Etablissement de différents scénarii dans le cas d'analyse quantitative de certaines incidences (voir ci-après en ce qui concerne la méthodologie d'analyse quantitative),
- Différenciation de l'analyse et proposition de recommandations permettant de tendre vers l'option la plus favorable lorsque des incidences différentes ont pu être identifiées selon les options (exemple : analyse des incidences relatives à la maîtrise de la demande, analyse des incidences relatives au nucléaire, etc.).

Des incidences évaluées au regard d'évolutions tendancielles identifiées par thématique environnementale

Notion de scénario de référence

Pour chacune des thématiques retenues, l'état initial de l'environnement a permis d'identifier les principaux enjeux et de mettre en avant les tendances d'évolution. Ces tendances ont constitué, pour chaque thématique, un scénario tendanciel qui a servi de base de comparaison pour l'appréciation des incidences. Pour chaque thématique environnementale, l'établissement d'un tel scénario de référence a tenu compte des dynamiques de planification territoriale existantes (SRCAE, SRCE, SDAGE, etc.) qui influeront sur l'état de l'environnement dans les années à venir, et des politiques publiques nationales actées au moment de l'élaboration de la PPE, notamment la Loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte du 17 août 2015 (dite Loi TECV). Lorsqu'ils existaient, les exercices de prospective nationale ont également été pris en compte (concernant la ressource en eau, et l'utilisation des sols notamment). L'EES rend ainsi compte des plus-values ou moins-values environnementales directement attribuables à la PPE, bien que certaines incidences identifiées relèvent d'effets cumulés entre différentes programmations qui ne peuvent pas totalement être dissociés.

Les exigences de précision et d'évaluation des effets cumulés demandent en effet à ce que les tendances propres à chaque thématique soient identifiées finement et en tenant compte des programmations spécifiques à la thématique. Par ailleurs, certaines thématiques ne permettent pas l'élaboration de projections tendancielles chiffrées pertinentes, notamment la question des paysages, de la biodiversité, ou encore les problématiques de la qualité de l'eau et des risques naturels et technologiques. Il est rappelé que les projections tendancielles chiffrées qui ont été identifiées dans l'état initial de l'environnement et reprises pour l'analyse d'incidences constituent un exercice prospectif théorique et ne prétendent pas garantir les évolutions qui seront réellement observées.

Méthodologie d'analyse quantitative

Une analyse quantitative a été menée lorsque des données suffisamment fiables étaient disponibles et lorsque l'incidence analysée a été jugée suffisamment importante pour pouvoir conduire des estimations chiffrées robustes à l'échelle nationale. Compte-tenu du degré d'incertitude inhérent à la PPE, la réalisation d'estimations quantitatives pour des effets jugés mineurs aurait été insuffisamment fiable.

Une telle analyse a été menée afin d'évaluer l'incidence de la PPE sur les émissions de GES, les émissions de polluants atmosphériques et sur l'utilisation des sols en lien avec le développement du solaire photovoltaïque. Certaines incidences précises ont par ailleurs fait l'objet d'estimations chiffrées distinctes citées au cours de l'analyse mais ne faisant pas l'objet d'une quantification globale (émissions de GES évitées grâce à la pénétration des énergies renouvelables dans les réseaux de chaleur et à l'effacement).

Hypothèses pour l'analyse des émissions de GES associées aux différents scénarii de la PPE

Construction des scénarii de production énergétique haut et bas

Les deux scénarii de production énergétique associés à la PPE sont construits comme suit :

- Scénario bas : hypothèse basse de consommation établie par la PPE, couplée aux hypothèses hautes de développement des énergies renouvelables à 2023
- Scénario haut : hypothèse haute de consommation établie par la PPE, couplée aux hypothèses basses de développement des énergies renouvelables à 2023

Les perspectives à horizon 2030 ont été définies à titre indicatif en poursuivant les tendances des deux scénarios en question.

Construction du scénario de référence

Le scénario de référence - fil de l'eau prend en compte les hypothèses du scénario AME (hors DOM), sans modification majeure du mix énergétique dans le temps.

Paramètres et données d'entrée

Enfin les données d'entrée utilisées pour la modélisation sont les suivantes :

- Données de production électrique 2015 fournies par ENERDATA
- Données de production énergétique hors électricité 2015 reconstituées à partir bilan énergétique France 2014 (CGDD)
- Facteurs d'émission pour l'électricité issus du bilan RTE 2014
- Facteurs d'émission pour les autres énergies issus de l'Arrêté du 31/10/12 relatif à la vérification et à la quantification des émissions déclarées dans le cadre du système EU ETS pour sa troisième période (2013-2020)

Les facteurs d'émission utilisés sont rappelés ci-dessous :

	production d'énergie hors électricité				production d'électricité			
	Charbon	Gaz	Petrole	EnR	Charbon	Fioul	Gaz	Nucléaire, EnR
Unités	*MtCO2e/Mtep*				*MtCO2e/TWhe*			
Facteurs d'émission	4,10	2,39	3,18	0	0,96	0,67	0,46	0

Note : les émissions liées à la combustion de biomasse sont considérées, au même titre que les émissions liées aux autres énergies renouvelables, comme nulles. Certaines incertitudes existent cependant sur le bilan carbone global de la filière bois (et de la filière bois-énergie). Ce point est traité de façon qualitative dans l'analyse d'incidence, en s'appuyant sur les documents de l'ADEME publiés sur le sujet.

Hypothèses pour l'estimation de l'évolution des émissions de polluants atmosphériques (SO_2, NOx, COVNM)

L'estimation de l'évolution des émissions des principaux polluants atmosphériques repose sur les scénarios bas et haut de la PPE utilisés pour l'estimation des émissions de GES (voir ci-dessus).

Le calcul est fondé sur la nomenclature du rapport SECTEN du CITEPA, en reprenant les principaux postes d'émissions pour chacun des polluants considérés, et en prenant les hypothèses suivantes :

SO_2	Hypothèses pour l'évaluation des émissions associées aux options haute et basse de la PPE
Production d'électricité	*baisse des émissions indexée sur la baisse de la part du charbon dans le mix*
Raffinage de pétrole	*baisse des émissions indexée sur la baisse de la consommation de produits pétroliers*
Chauffage urbain	*prolongation des tendances historiques*
Extraction et distribution de combustibles gazeux	*baisse des émissions indexée sur la baisse de la consommation de produits gaziers*
Autre	*prolongation des tendances historiques*
Transformation énergie	Somme des sous-catégories

Nox	Hypothèses pour l'évaluation des émissions associées aux options haute et basse de la PPE
Production d'électricité	*baisse des émissions indexée sur la baisse de la part du charbon dans le mix*
Raffinage de pétrole	*baisse des émissions indexée sur la baisse de la consommation de produits pétroliers*
Chauffage urbain	*prolongation des tendances historiques*
Autre	*prolongation des tendances historiques*
Transformation énergie	Somme des sous-catégories

COVNM	hypothèses pour l'évaluation des émissions associées aux options haute et basse de la PPE
Raffinage de pétrole	*baisse des émissions indexée sur la baisse de la consommation de produits pétroliers*
Extraction et distribution de combustibles liquides	*baisse des émissions indexée sur la baisse de la consommation de produits pétroliers*
Extraction et distribution de combustibles gazeux	*baisse des émissions indexée sur la baisse de la consommation de produits gaziers*
Autre	*prolongation des tendances historiques*
Transformation énergie	Somme des sous-catégories

Hypothèses pour l'estimation de la consommation d'espace associée au développement du solaire photovoltaïque

L'estimation des consommations d'espace a tenu compte des ratios fournis par l'ADEME, soit une consommation d'1 à 3 ha par MW installé. La construction des fourchettes basse et haute a tenu compte de cette fourchette d' 1 à 3 ha par MW installé, ainsi que des hypothèses basse et haute de développement du solaire photovoltaïque à horizon 2023. Le tableau ci-dessous résume les hypothèses et calculs permettant d'aboutir à l'estimation des surfaces utilisées par le solaire au sol aux horizons 2018 et 2023.

		Puissance installée	Puissance installée au sol (estimation)	Estimation des surfaces occupées totales	
				hypothèse basse (1 ha / MW)	hypothèse haute (3 ha / MW)
31-déc-14		5 400 MW	1458 MW*	1 458 ha	4 374 ha
31-déc-18		10 200 MW	4 658 MW**	4 658 ha	13 974 ha
31-déc-23	*Fourchette basse*	18 200 MW	9 991 MW**	9 991 ha	29 974 ha
	Fourchette haute	20 200 MW	11 325 MW**	11 325 ha	33 974 ha

* Estimation issue de l'état initial de l'environnement: il est supposé qu'en 2014, comme en 2013, 27% de la puissance installée correspond à des centrales au sol.

** Il est considéré que 2/3 de la puissance développée l'est à travers des centrales au sol. Cela reprend l'équilibre proposé par la PPE.

Tableau 17 : calcul détaillé pour l'estimation des surfaces utilisées pour le développement du solaire au sol

Source : d'après ratios fournis par l'ADEME

Hypothèses pour l'estimation du contenu carbone des réseaux de chaleur

Les données utilisées prennent appui sur les données mises à disposition dans l'enquête nationale sur les réseaux de chaleur et de froid du Cerema.

Sources d'information pour l'évaluation

Les analyses effectuées dans le cadre de l'exercice d'évaluation environnementale se basent sur les sources documentaires et la relecture d'interlocuteurs disposant d'une connaissance appropriée des enjeux énergétiques environnementaux nationaux.

Bibliographie

Les documents ayant été consultés pour l'élaboration de l'EES sont les suivants :

Réalisation de l'EIE et identification des tendances métropolitaines d'évolution de l'environnement

- Rapport de la mission d'information parlementaire sur les continuités écologiques aquatiques, 20 janvier 2016
- CGDD, décembre 2015, le point sur l'occupation des sols en France
- UNEP, 2015, Green Energy Choices
- Sénat, juillet 2015, Rapport au nom de la commission d'enquête sur le coût économique et financier de la pollution de l'air
- CITEPA, avril 2015, Inventaire des émissions de polluants atmosphériques et de gaz à effet de serre en France - Séries sectorielles et analyses étendues - format SECTEN
- MEDDE / CDC, 2015, Chiffres clés du climat France et Monde Édition 2015
- CGDD, juillet 2015, Bilan énergétique de la France pour 2014
- Rapport sur les exportations de grumes et le déséquilibre de la balance commerciale de la filière forêt-bois française, adressée par C. Franqueville, député des Vosges, au Premier Ministre M. Valls, Juillet 2015.
- ADEME, juillet 2015, Déchets : Chiffres clés
- Eurobserv'ER, avril 2015, baromètre photovoltaïque
- Agreste, mars 2015, L'utilisation du territoire en 2014 - Teruti-Lucas
- Météo-France, sous la direction de Jean Jouzel, 2015, Le climat de la France au 21ème siècle, volumes 4 (aout 2014) et 5 (mars 2015)
- RTE, 2015, Bilan électrique 2014
- CGDD, SOeS, décembre 2014, Biodiversité rare ou menacée : 22 % des habitats et 28 % des espèces dans un état favorable
- Revue Agreste Primeur n°320, Décembre 2014. « Récolte de bois et production de sciages en 2013 »
- MEDDE, décembre 2014, Rapport sur l'état de l'environnement en France : comprendre et savoir pour bien agir
- DGEC, octobre 2014, Panorama Energie Climat
- CGDD, octobre 2014, Bilan de la qualité de l'air en France en 2013
- Rapport sur le Marché du Bois en France, publié à l'occasion de la 72ème session de la Commission Economique pour l'Europe des Nations Unies, Octobre 2014
- ADEME, juillet 2014, Carbone organique des sols : L'énergie de l'agro-écologie, une solution pour le climat
- ADEME, juin 2014, Le photovoltaïque en France en 2013
- AIE, mars 2014, émissions de CO2 issues de la production d'électricité en 2011
- CITEPA, mars 2014, Rapport CCNUCC - Inventaire des émissions de gaz à effet de serre en France de 1990 à 2012
- Agreste, 2014, Enquête sur l'utilisation du territoire (Teruti-Lucas)
- JRC, 2013, Critical Metals in the Path towards the Decarbonisation of the EU Energy Sector
- CGDD, septembre 2013, Territoire Durable 2030
- CGDD, aout 2013, Eau, milieux aquatiques et territoires durables 2030
- CGDD, juillet 2013, Note de synthèse sur l'eau - Qualité et ressource
- ATEE Club Biogaz, décembre 2011, guide de bonnes pratiques pour les projets de méthanisation.
- GIS SOL, novembre 2011, Synthèse sur l'état des sols de France
- TNS-Sofrès, mai 2010, Les Français et les nuisances sonores
- CGET, Territoires 2040 (http://territoires2040.datar.gouv.fr/)
- ADEME, 2003, Les Energies et Matières Premières Renouvelables en France

Approfondissement de l'analyse des incidences

- UNEP, 2015, Green Energy Choices: The benefits, risks, and trade-offs of low-carbon technologies for electricity production
- RTE, 2015, Edition 2015 du bilan prévisionnel de l'équilibre offre/demande
- ADEME, octobre 2015, Un mix électrique 100% renouvelable ? Analyses et optimisations
- MEDDE / DGEC, septembre 2015, Scénarios prospectifs Energie - Climat - Air pour la France à l'horizon 2035
- ADEME, juin 2015, Les avis de l'ADEME - Forêt et atténuation du changement climatique
- ADEME, juin 2015, Compteurs communicants gaz, pratiques des ménages et économies d'énergie - bibliographie
- UICN France, mai 2015, Bois-Energie et Biodiversité forestière
- European Wind Energy Association (EWEA), janvier 2015, The European offshore wind industry - key trends and statistics 2014
- ADEME, 2014, Photovoltaïque et collectivités territoriales, guide pour une approche de proximité
- ADEME, novembre 2014, Documentation des facteurs d'émissions de la Base Carbone ®, Version 11.0.0
- ADEME, novembre 2014, Alléger l'empreinte environnementale de la consommation des français en 2030
- ADEME, octobre 2014, Benchmark des stratégies européennes des filières de production et de valorisation de biogaz
- UICN France, septembre 2014, Développement des énergies marines renouvelables et préservation de la biodiversité

- ADEME, août 2014, Evaluation des performances énergétiques et environnementales de chaufferies biomasse
- ADEME, juin 2014, Les avis de l'ADEME - Emissions de particules et de NOx par les véhicules routiers
- ADEME, octobre 2013, Etude sur le potentiel du stockage d'énergies
- Cerema, janvier 2013, Enquête nationale sur les réseaux de chaleur et de froid portant sur l'année 2011
- Rapport de la cour des comptes, janvier 2012, Politique d'aide aux biocarburants
- MEDDE, actualisation 2011, Guide de l'étude d'impact des installations photovoltaïques au sol
- MEDDE, actualisation 2010, Guide de l'étude d'impact des projets éoliens
- ADEME, février 2010, Analyses de Cycle de Vie appliquées aux biocarburants de première génération consommés en France
- CLIP, septembre 2009, impacts sur l'eau du développement des biocarburants en France à l'horizon 2030

Méthodologie

- CGDD, 2015, Préconisations relatives à l'évaluation environnementale stratégique - Note méthodologique
- Code de l'Environnement, Article R122-20, Article L414-4

Mobilité propre

Etat des lieux des mobilités

- CGDD, Novembre 2015, Les comptes des transports en 2013 - Tome 2 : Dossiers d'analyse économique des politiques publiques des transports
- Loi relative à la Transition Energétique pour une Croissance Verte - Etude d'impact, Titre III, Développer les transports propres pour améliorer la qualité de l'air et protéger la santé
- CGDD, 2016, Chiffres clés du transport

Maîtrise de la demande

- Legifrance, Juin 2014, Etude d'impact des mesures transport du projet de loi sur le vieillissement de la population
- Centre d'Analyse Stratégique, 2012, Rapport sur les nouvelles mobilités dans les territoires périurbains et ruraux
- Réseau français des Villes-Santé de l'OMS, 2013, Mobilités actives au quotidien, le rôle des collectivités
- OMS, 2014, Health Economic Assessment Tools for walking and cycling
- Étude Greenworking, 2012, Le télétravail dans les grandes entreprises françaises - Comment la distance transforme nos modes de travail

Optimisation véhicules et réseaux

- ADEME, Mai 2015, Estimation des gains potentiels en émissions de polluants atmosphériques (PM, NOx, COV) des actions de la charte d'engagements volontaires « Objectif CO2 Les transporteurs s'engagent »
- MEDDE, Novembre 2015, Cadre national pour les chartes sur la logistique urbaine durable
- ADEME, Février 2006, Centres de distribution urbaine (CDU) : rationaliser le transport de marchandises en ville
- MEDDE, Juillet 2012, Focus sur la logistique urbaine
- ERTICO, Septembre 2015, Study of Intelligent Transport Systems for reducing CO2 emissions for passenger cars

Taux de remplissage - logistique

- Sustainability, Novembre 2015, New City Logistics Paradigm: From the "Last Mile" to the "Last 50 Miles" Sustainable Distribution

Report Modal

- Commission d'étude sur les effets de la loi pour la croissance et l'activité, Janvier 2015, Ouverture de l'offre de transport par autocar

Transports collaboratifs

- ADEME, Septembre 2015, Enquête nationale sur l'autopartage entre particuliers
- ADEME, Mai 2014, Enquête nationale sur l'autopartage en trace directe
- ADEME, Septembre 2015, Etude nationale sur le covoiturage courte distance
- ADEME, Septembre 2015, Etude nationale sur le covoiturage longue distance
- ADEME, Mai 2010, Evaluation environnementale des Plans de Déplacement d'Entreprises

Démarches stratégiques thématiques

- Ministère de l'Intérieur, MEDDE, Juillet 2014, Rapport sur les nouveaux usages de la route
- ADEME, Février 2014, Impacts des limitations de vitesse sur la qualité de l'air, le climat, l'énergie et le bruit
- Nicolas Hautière, 2015, La route à énergie positive : gageure ou nécessité ?
- DGITM, Novembre 2015, Véhicule à délégation de conduite et politiques de transports - revue bibliographique
- University of Cambridge, Octobre 2012, New economic models for transport in the digital economy
- Réseau Action Climat, Mars 2014, Les solutions de mobilité soutenable en milieu rural et périurbain

Carburants alternatifs

- ADEME, Juin 2015, Guide d'information sur la sécurité des véhicules à hydrogène et des stations-service de distribution d'hydrogène
- ADEME, Février 2010, Analyses de Cycle de Vie appliquées aux biocarburants de première génération consommés en France

- Comité Stratégique de la Filière automobile, Décembre 2015, Proposition de contrat de filière 2015-2017
- DIRECTIVE 2014/94/UE DU PARLEMENT EUROPÉEN ET DU CONSEIL du 22 octobre 2014 sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs
- DGEC, L'industrie des énergies décarbonées en 2010 - Biocarburants
- ADEME, Juin 2005, Les technologies des véhicules lourds et les émissions de gaz à effet de serre associées
- DGEC, 2012, Rapport sur l'industrie en 2011 -Hydrogène et piles à combustibles
- ADEME, Avril 2007, Fiches Conseil Environnement - Energies : quelles filières technologiques pour les autocars ?
- La Recherche, Novembre 2013, Hydrogène, Nouvelle Energie Verte
- ADEME, Août 2015, Panorama et évaluation des différentes filières d'autobus urbains

Véhicules électriques

- ADEME, Juin 2011, Etude de la seconde vie des batteries des véhicules électriques et hybrides rechargeables
- ADEME, 2012, Elaboration selon les principes des ACV des bilans énergétiques, des émissions de gaz à effet de serre et des autres impacts environnementaux induits par l'ensemble des filières de véhicules électriques et de véhicules thermiques aux horizons 2012 et 2020
- Centre d'Analyses Stratégiques, 2011, La voiture de demain, carburants et électricité
- CIRED, 2013, Les véhicules électriques réduisent-ils les émissions de carbone ? Un raisonnement prospectif
- Enerpresse, Novembre 2015, Mobilités durables - Sortir du tout « pétrole » dans les transports
- Environnement magazine, Juin 2014, En route vers la ville électrique
- EVS27, Novembre 2013, The EV revolution in Norway - explanations and lessons learned
- EY, Novembre 2014, The hidden value of electric mobility
- IEA, Avril 2013, Understanding the Electric Vehicle Landscape to 2020
- McKinsey, Avril 2014, Electric vehicles in Europe: gearing up for a new phase?
- European Climate Foundation, Novembre 2015, En route pour un transport durable