

CONSEIL SUPÉRIEUR DE L'ÉNERGIE

AVIS

Le Conseil supérieur de l'énergie, saisi par le Ministre de la Transition écologique et solidaire d'un projet de décret relatif à la Programmation pluriannuelle de l'énergie,

donne un **AVIS FAVORABLE** à ce projet ainsi amendé dans sa séance du mardi 14 mai 2019.

Pour le président du Conseil supérieur
de l'énergie,



Stanislas REIZINE

Résultats du vote :13 pour, 2 contre, 10 abstentions.

Amendements en pièce-jointe

Séance du
14 mai 2019

relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

Article : 2

AMENDEMENT N°1

présenté par le FEDENE

Au II. de l'article 2, remplacer les objectifs « -7% » par « -9% » et « -14% » par « -17% ».

Exposé des motifs

Pour être en ligne avec l'objectif de la loi de transition énergétique de réduction de -20% en 2030 de la consommation d'énergie finale, il est nécessaire pour atteindre l'objectif pour 2028 (1420 TWh) de la PPE, de fournir un effort de 100 TWh entre 2028 et 2030, soit deux fois plus fort que le rythme envisagé sur la période 2023 à 2028 et trois fois plus fort que le rythme de 2017 à 2023.

Cet amendement vise donc à modifier les objectifs de réduction des consommations énergétiques afin d'atteindre l'objectif de -20% de la loi transition énergétique en 2030. En effet, il est nécessaire de modifier l'objectif pour 2028, de -14% à -17%. Afin de ne pas concentrer la réalisation de ces économies d'énergie sur la dernière période de la PPE, il convient également de rehausser ces objectifs pour 2023, de -7% à -9%.

Les projets d'économies d'énergie « techniques et comportementales » dans le bâtiment et dans l'industrie ont en effet des retombées rapides et positives en termes de croissance, d'économies financières et de compétitivité pour les clients, y compris dans les zones parfois en difficulté. Une politique active de relance économique par la croissance verte sur ces projets pourrait permettre de redynamiser ces projets et nous inscrire dans une trajectoire qui permette d'atteindre les objectifs de la PPE, dès la première période.

Par ailleurs, la révision de ces objectifs doit être accompagnée en proportion des moyens qui seraient mis à disposition, en respectant la notion de coût-maîtrisé dans une logique d'efficacité souhaitée par la présente PPE. À cet effet, la mise en œuvre de travaux de rénovation technique via le changement de chaudière performante, ou encore des contrats d'engagement sur l'amélioration de performance énergétique s'inscrit pleinement dans ce cadre.

Séance du
14 mai 2019

relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

Article : 3

AMENDEMENT N°2

présenté par le FEDENE

Au I. de l'article 3, ajouter au tableau la ligne suivante (*les ajouts sont indiqués en gras*) :

Puissance installée au 31/12 (en GW)	2023	2028	
		Option basse	Option haute
Bois	0,95	1,05	1,2

Exposé des motifs

Le présent amendement a pour objet de conserver, comme c'est le cas dans la PPE actuelle, un objectif pour la production d'électricité à partir de bois.

Les installations de cogénération biomasse présentent en effet des atouts majeurs :

- Lorsqu'elles produisent 1 MWh d'électricité, elles génèrent également entre 2,5 et 3 MWh de chaleur renouvelable (voire davantage dans certaines configurations); le coût de soutien public doit donc être mesuré au regard de la production totale d'énergie, soit 3,5 MWh d'énergie électrique et thermique, ce qui améliore son efficacité.
- Les MWh thermiques produits par la cogénération biomasse se substituent directement à des énergies fossiles (gaz, fioul ou charbon), avec un impact positif direct sur le bilan carbone du secteur de la chaleur ;
- Leurs approvisionnements en biomasse sont constants sur l'année y compris en été : ainsi, elles contribuent à la structuration de la filière bois et au lissage de l'activité sur l'année.

Dans ce contexte, il est proposé d'inscrire des objectifs raisonnables de cogénération biomasse dans la prochaine PPE, à hauteur de ceux actuellement en vigueur (soit 50 MW_{électriques} par an).

-

Séance du **relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie**
14 mai 2019**AMENDEMENT N° 3**

présenté par la FEDENE

Au I. de l'article 3, ajouter au tableau la ligne suivante (*les ajouts sont indiqués en gras*) :

Puissance installée au 31/12 (en GW)	2023	2028	
		Option basse	Option haute
Géothermie à haute température	0,06	0,15	0,25

Exposé des motifs

Le présent amendement a pour objet d'assurer le développement de la filière de géothermie à haute température en métropole en lui assignant des objectifs correspondant au potentiel d'une vingtaine de projets identifiés par les professionnels, dont la réalisation dépend du maintien du complément de rémunération dont le niveau pourra diminuer progressivement jusqu'à 100 €/MWh grâce à l'engagement de la filière à réduire ses coûts de production.

L'atteinte des objectifs de la politique énergétique et climatique nécessite d'actionner dès à présent tous les leviers en s'appuyant sur les potentiels d'énergies renouvelables spécifiques à chaque région.

Chaque territoire possède, en effet, un capital d'énergies renouvelables locales lié à sa situation géographique et géologique. La géothermie à haute température est l'une d'entre elles, notamment pour la vallée du Rhône, l'Alsace, l'Auvergne et les Pyrénées, dont les sous-sols abritent un potentiel d'eaux géothermales important. Aujourd'hui, un soutien public reste indispensable à l'exploitation de cette énergie renouvelable locale, durable et vertueuse, pour aider ces régions à atteindre leurs objectifs de transition énergétique.

En effet, la géothermie à haute température permet la production simultanée d'électricité et de chaleur renouvelable en cogénération ou en coproduction. La production de chaleur décarbonée et compétitive associée à la production d'électricité est une opportunité pour le développement de nouvelles activités économiques dans les zones rurales en soutien à l'agriculture (séchage, serres), ainsi qu'en milieu urbain (réseaux de chaleur) et industriel.

En dehors de la production de chaleur et d'électricité renouvelables, la géothermie à haute température offre également l'opportunité d'extraction du lithium présent dans les eaux

géothermales qui circulent en profondeur. Une extraction significative de cette ressource sur une dizaine de centrales géothermiques pourrait représenter l'équivalent de 6 % de la production mondiale de lithium. Les opérateurs développent actuellement en partenariat avec les acteurs de la filière minière (ERAMET, BRGM, IFPEN,...) des procédés de captage du lithium par extraction des eaux géothermales, respectueux de l'environnement comparativement aux techniques par évaporation aujourd'hui mises en œuvre dans le monde. La géothermie à haute température constitue donc un enjeu pour l'industrie, notamment pour la mobilité électrique, en permettant de garantir une indépendance et une sécurité d'approvisionnement en lithium.

Suite à l'instauration fin 2016 par le gouvernement d'un « complément de rémunération électrique » (arrêté du 13 décembre 2016) pour promouvoir l'émergence d'une filière industrielle dans la géothermie à haute température, les opérateurs de la filière ont, à ce jour, investi plus de 100 millions d'euros dans la recherche et le développement et dans la construction de centrales de production. L'achèvement des premières centrales doit permettre de consolider la filière française qui dispose d'un potentiel important sur le territoire national et à l'international.

La vingtaine de projets en cours de développement sont la plupart situés sur des permis exclusifs de recherche en cours de validité détenus par plusieurs opérateurs. La puissance d'une unité de production (doublet) se situe entre 3 et 10 MW électriques couplés à une production de 10 à 20 MW thermiques, ce qui représente une production totale évitée de CO₂ équivalente aux émissions annuelles d'environ 500 000 véhicules thermiques. Les projets sont situés dans la plaine d'Alsace (30%), dans le Massif central (30%), dans les Pyrénées (20%) et dans le Couloir rhodanien (20%).

AMENDEMENT N° 4

présenté par le FEDENE

A la fin du I. de l'article 3, ajouter un alinéa ainsi rédigé :

« Pour la géothermie haute température le soutien à la production électrique est maintenu au moyen du complément de rémunération dont le niveau diminuera progressivement pour atteindre 100 €/MWh en 2028.

Exposé des motifs

Le présent amendement a pour objet d'assurer le développement de la filière de géothermie à haute température sur la période de la PPE dans une logique de réduction des coûts par une baisse progressive du complément de rémunération (arrêté du 13 décembre 2016).

L'atteinte des objectifs de la politique énergétique et climatique nécessite d'actionner dès à présent tous les leviers en s'appuyant sur les potentiels d'énergies renouvelables spécifiques à chaque région.

Chaque territoire possède, en effet, un capital d'énergies renouvelables locales lié à sa situation géographique et géologique. La géothermie à haute température est l'une d'entre elles, notamment pour la vallée du Rhône, l'Alsace, l'Auvergne et les Pyrénées, dont les sous-sols abritent un potentiel d'eaux géothermales important. Aujourd'hui, un soutien public reste indispensable à l'exploitation de cette énergie renouvelable locale, durable et vertueuse, pour aider ces régions à atteindre leurs objectifs de transition énergétique.

En effet, la géothermie à haute température permet la production d'électricité mais également de chaleur renouvelable en cogénération ou en coproduction. La production de chaleur décarbonée et compétitive associée à la production d'électricité est une opportunité pour le développement de nouvelles activités économiques dans les zones rurales en soutien à l'agriculture (séchage, serres), ainsi qu'en milieu urbain (réseau de chaleur) et industriel

En dehors de la production de chaleur et d'électricité renouvelables, la géothermie à haute température en métropole offre également l'opportunité d'extraction du lithium présent dans les eaux géothermales qui circulent en profondeur. Une extraction significative de cette ressource sur une dizaine de centrales géothermiques pourrait représenter l'équivalent de 6 % de la production mondiale de lithium. Les opérateurs développent actuellement en partenariat

avec les acteurs de la filière minière (ERAMET, BRGM, ...) des procédés de captage du lithium par extraction des eaux géothermales, respectueux de l'environnement comparativement aux techniques par évaporation aujourd'hui mises en œuvre dans le monde. La géothermie à haute température constitue donc un enjeu pour l'industrie, notamment pour la mobilité électrique, en permettant de garantir une indépendance et une sécurité d'approvisionnement en lithium.

Suite à l'instauration fin 2016 par le gouvernement d'un « complément de rémunération électrique » (arrêté du 13 décembre 2016) pour promouvoir l'émergence d'une filière industrielle dans la géothermie à haute température, les opérateurs de la filière ont, à ce jour, investi plus de 100 millions d'euros dans la recherche et le développement et dans la construction de centrales de production. L'achèvement des premières centrales doit permettre de consolider la filière française qui dispose d'un potentiel important sur le territoire national et à l'international.

Afin de permettre le développement de la filière tout en atteignant la cible de 100€/MWh électriques en 2028, le mécanisme de soutien intégrera pour les premiers projets une aide aux travaux de forage permettant le développement de l'extraction de lithium et de la production de chaleur associée.

La vingtaine de projets en cours de développement sont la plupart situés sur des permis exclusifs de recherche en cours de validité détenus par plusieurs opérateurs. La puissance d'une unité de production (doublet) se situe entre 3 et 10 MW électriques couplés à une production de 10 à 20 MW thermiques, ce qui représente une production totale évitée de CO₂ équivalente aux émissions annuelles d'environ 500 000 véhicules thermiques.

Les projets sont situés dans la plaine d'Alsace (30%), dans le Massif central (30%), dans les Pyrénées (20%) et dans le Couloir rhodanien (20%).

Séance du
14 mai 2019

relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

Article : 4

AMENDEMENT N°5

présenté par le FEDENE

Au I. de l'article 4, rajouter une ligne à la fin du tableau comme suit :

Chaleur de récupération	4,4	7,6	9,9
-------------------------	-----	-----	-----

Exposé des motifs

Cet amendement vise à lister de manière complète les objectifs de développement de la production de chaleur et de froid renouvelables et de récupération.

En effet, la chaleur de récupération (chaleur récupérée et valorisée, générée par un procédé qui n'en constitue pas la finalité première), qu'elle soit valorisée sur place en autoconsommation ou qu'elle réponde à des besoins de proximité via un réseau de chaleur, représente un gisement essentiel qu'il convient de ne pas oublier afin de maximiser l'atteinte de ces objectifs. Les sources de chaleur de récupération sont les unités de valorisation énergétique des déchets ménagers (UIOM, sous l'angle de leur partie non renouvelable), les sites de traitement d'autres déchets (combustibles solides de récupération, ...), les bâtiments tertiaires (datacenters, eaux usées, ...) ou les sites industriels.

Le projet de PPE précise les objectifs pour la chaleur des UIOM et la récupération de chaleur issue de la combustion des autres déchets comme les solides de récupération, 3,6 TWh en 2023 et entre 5,3 et 6,9 TWh en 2028 (sachant que 50% est d'ores et déjà compté dans l'objectif biomasse). Pour les sites industriels, ils sont de 0,84 TWh en 2023 et entre 2,3 et 3 TWh en 2028.

AMENDEMENT N°6

présenté par le FEDENE

Au II. de l'article 4, modifier le tableau par la rédaction ci-dessous :

Quantité livrable	2023	2028
Livraison de chaleur renouvelable et de récupération	24,4 TWh	Option basse : 31 TWh
		Option haute : 36 TWh
Livraison de froid issue d'une source renouvelable et de récupération	0,94 TWh	1,12 TWh

Exposé des motifs

Les objectifs de 24,4 TWh en 2023, entre 31 et 36 TWh en 2028 correspondent uniquement aux objectifs de développement de chaleur renouvelable et de récupération dans le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie.

Face au changement climatique, la part des besoins en froid sera de plus en plus importante dans les besoins énergétiques de la France. Les réseaux de froid sont un moyen particulièrement efficace énergétiquement et environnementalement pour y répondre. Il est donc nécessaire de distinguer les livraisons de chaleur et de froid renouvelables et de récupération qui correspondent à des objectifs sur des segments différents.

Cet amendement modifie également ces objectifs de livraison de froid qui doivent tenir compte du volume déjà existant présent dans les réseaux de froid.

Séance du 14 mai 2019

AMENDEMENT N° 1

Article : 2

présenté par ENGIE

Ajouter un III à l'article 2 ainsi rédigé :

« III. La méthode de calcul du facteur de conversion en énergie primaire de l'électricité utilisé dans la Réglementation environnementale 2020 pour les bâtiments neufs repose sur le mix électrique de 2018. »

Exposé des motifs

La RT 2012 a permis de généraliser les bâtiments basse consommation d'énergie, de privilégier les installations performantes de production de chaleur et de rééquilibrer le mix énergétique en construction neuve, au profit des consommateurs et de la sécurité du système énergétique.

Elaborée en application de la loi portant engagement national pour l'environnement dite « Grenelle 2 » de 2010, **la RT 2012 a été mise en œuvre afin de réduire la consommation énergétique des bâtiments neufs** et de **parer au déséquilibre du mix énergétique du secteur résidentiel**, déséquilibre hérité de choix énergétiques antérieurs (développement massif des chauffages électriques effet joule, durant les années 1970).

La RT 2012 a ainsi permis de **maîtriser la pointe électrique** tout en laissant une **grande place à l'électricité** (75% de la consommation globale des bâtiments dans le logement neuf ; 67% de part de marché pour l'énergie de chauffage dans le secteur de la maison individuelle).

En prenant en compte le mix électrique en 2035, le projet de PPE anticipe grandement les résultats de l'expérimentation E+/C- et des travaux en cours dans le cadre de la RE 2020. Elle donne une prime à l'électricité qui devrait *in fine* exclure toutes autres énergies des bâtiments neufs, hormis les réseaux de chaleur renouvelable lorsqu'ils existent. La pertinence des

raccordements à ces réseaux pourrait même être remise en cause si le niveau « Energie 3 » du label E+/C- était retenu.

Les orientations prises par la PPE sont ainsi prématurées, d'autant plus que les effets bénéfiques de la RT 2012 sur le développement équilibré des solutions performantes sont soulignés plus loin dans la PPE. La RT 2012 offre un cadre satisfaisant à ce jour qui ne nécessite pas d'anticiper des changements dans l'urgence, c'est d'ailleurs ce que recommande le rapport du CGEDD et CGEIET dans ses conclusions.

En outre, un **calcul avec une référence à 2035 serait en contradiction avec les règles européennes** qui préconisent, pour définir le coefficient, l'utilisation d'une méthode transparente, basée sur des critères objectifs et non discriminatoires, et permettant de calculer précisément les économies réelles.

Le mix de production au cours de l'année de référence choisie doit être connu et vérifiable pour être compatible avec les règles européennes. Ainsi, il convient de prendre l'année 2018, en lieu et place de 2035, comme année de référence pour le mix électrique pris en compte pour l'actualisation du Coefficient de conversion en énergie primaire (CEP) de l'électricité.

Séance du 14 mai 2019

Article : 3

AMENDEMENT N° 2

présenté par ENGIE

Au II de l'article 3 [Energies renouvelables électriques], remplacer le dernier paragraphe sur l'éolien en mer et le tableau par la rédaction ci-dessous :

« Pour l'éolien en mer, le calendrier prévisionnel indicatif de sélection des lauréats des appels d'offres, avec les prix cibles des appels d'offres, est le suivant. L'atteinte d'un niveau de prix inférieur aux prix cibles indiqués entraîne la réallocation en volumes supplémentaires correspondant au coût de soutien ainsi évité dans ce calendrier. Cette marge d'augmentation devra être anticipée dans les processus de concertation relatifs au zonage de ces futures capacités.

Les termes « selon les prix » visent ainsi les résultats des appels d'offres précédents, posé ou flottant indistinctement ».

Remplacer le tableau de l'article 3 par :

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	> 2025
Eolien flottant			250 MW Bretagne 120 €/MWh	500 MW Méditerranée (PACA et Occitanie) 110 €/MWh	500 MW Bretagne Selon les prix	500 MW Méditerranée Selon les prix	1,5 GW par an dont 500 MW de flottant en Méditerranée
Eolien posé	500 MW Dunkerque <70 €/MWh	1000 MW Manche Est Mer du Nord 65 €/MWh	750 MW (Atlantique)	750 MW (Manche/Mer du Nord)	750 MW 60 €/MWh	750 MW 60 €/MWh	

Exposé des motifs

L'éolien en mer est une énergie déjà compétitive en Europe, et dont les perspectives de baisse des coûts sont encore importantes en France. Les prix cibles visés dans le projet de PPE sont cohérents, et démontrent qu'il est possible, à moyen terme, que la courbe de prix de l'éolien flottant rejoigne celle du posé. Pour cela, il est cependant nécessaire de poursuivre le

développement à un rythme suffisant, afin que la filière puisse bénéficier du retour d'expérience et des économies d'échelle du posé.

A ce titre, le projet de PPE propose un rythme bien insuffisant au regard du potentiel de la filière de l'éolien en mer, face à l'incertitude portant sur l'avenir du nucléaire existant, l'absence de maturité technologique et le coût des nouveaux paliers EPR, ainsi que leur acceptabilité au moment de la prise de décision. Le volume d'appels d'offres (moins de 1 GW par an, à ajuster en outre en fonction des résultats de l'appel d'offres pour le site de Dunkerque) ne reflète ni le dynamisme de cette filière au niveau européen et mondial, ni les perspectives encore grandes de baisse des coûts en France.

Le potentiel de création de valeur sur les territoires, notamment en termes d'emplois, est également très important et ne doit pas être laissé de côté. Enfin, la production électrique de forte puissance de cette filière bénéficie d'un facteur de charge performant (vent plus régulier et plus puissant en mer) ce qui permet de contribuer de fait à la stabilité du réseau. Ces caractéristiques spécifiques à cette filière permettent de contribuer de manière efficace à l'équilibre du réseau électrique et favoriser l'insertion de la production ENR.

Pour cela, **une trajectoire minimale se situant entre 1 et 1,5 GW par an paraît nécessaire.** Elle permettrait de confirmer la compétitivité de la filière posée et d'assurer une place de leader à la France dans l'éolien flottant (via les retours d'expérience et l'expertise installée sur les territoires français), ces deux filières étant largement complémentaires.

En fonction des résultats de l'appel d'offres de Dunkerque, cette trajectoire devra être complétée d'un engagement : en cas de compétitivité supérieure à ces prévisions, **les coûts ainsi « évités » seront nécessairement réalloués sous forme de volumes supplémentaires.**

Séance du 14 mai 2019

AMENDEMENT N° 3

Article : 5

présenté par ENGIE

Remplacer le I de l'article 5 [Energies renouvelables pour le gaz] par la rédaction suivante :

« I.- L'objectif est de porter la part des énergies renouvelables à 10% de la consommation de gaz en 2030. Les objectifs de production de biométhane sont les suivants :

Production globale (en TWh)	2023	2028	
		Option basse	Option haute
Production totale injectée dans les réseaux	8	22	30

Pour contribuer à l'atteinte de ces objectifs, deux procédures de mise en concurrence pour des volumes de 350 GWh/an chacune seront lancées chaque année à partir de mi 2021 pour les projets de taille supérieure à 30 GWh/an ».

Exposé des motifs

La politique énergétique doit répondre à une triple exigence : lutter contre le changement climatique, garantir la sécurité d'approvisionnement et assurer la compétitivité de la France tout en préservant le pouvoir d'achat des consommateurs.

Le gaz (naturel aujourd'hui, vert demain) a un rôle essentiel à jouer dans la transition énergétique puisqu'il peut se substituer aux énergies fossiles dans trois secteurs clés du mix : le système électrique, la chaleur et la mobilité. La possibilité de stocker le gaz l'été pour le restituer l'hiver en fait l'auxiliaire précieux de l'électricité.

D'où la nécessité de conserver une place significative au gaz dans le mix énergétique à long terme et de le verdir pour satisfaire aux objectifs climatiques de la France.

ENGIE considère que l'objectif de la LTECV, visant à porter la part d'énergie renouvelable à 10% de la consommation de gaz en 2030, doit être maintenu, même s'il peut être atteint dès 2028, sous réserve qu'un soutien public adapté soit assuré. A ce stade, le projet de PPE est très en retrait de ce qui est possible et pour quoi la filière est mobilisée.

La filière biométhane comporte à la fois :

- des externalités positives : participation à la lutte contre les émissions de GES, complément de revenus stable pour les agriculteurs, emplois qualifiés non délocalisables -7 à 10 par méthaniseur-, coproduits renouvelables à valeur ajoutée ou nombreux bénéfiques agroécologiques, un total estimé par ENEA à 55 à 85€ pour chaque MWh généré (dont 20,6 €/MWh dus à la diminution des émissions de GES avec une valeur du carbone de 100€/tCO₂).
- un potentiel important de production : 140 TWh dont 123 TWh à partir de coproduits agricoles, un dynamisme remarquable avec une augmentation de 75% en un an du parc raccordé et du volume de production.

Au regard de ces atouts, il est indispensable que la PPE adresse des signaux forts au marché sur la place du gaz, notamment renouvelables. Ainsi, les acteurs, à l'instar d'ENGIE, pourront s'engager résolument en faveur de l'essor de la filière pour obtenir une baisse des coûts de production et atteindre la capacité à se développer sans soutien public.

L'amendement proposé comporte :

- un objectif d'au moins 8 TWh en 2023, au lieu des 6 TWh inscrits dans le projet actuel de PPE : la capacité de production installée (plus d'1 GWh) et la file d'attente de projets (de l'ordre de 14 TWh) rendent cet objectif réaliste ;
- un objectif de biométhane injecté en 2028 compris entre 22 et 30 TWh en fonction de la valorisation des externalités, du retour d'expérience de la mise en œuvre des projets en 2023 et d'un mécanisme de soutien au développement du biométhane optimisé ;
- un seuil d'appels d'offres d'au moins 30 GWh/an de biométhane injecté et mis en œuvre à partir de mi-2021 : un tel seuil favorisera l'émergence d'une grande diversité de projets, avec un effet positif sur le développement du biométhane ; une mise en place en 2021 permettra à la filière de s'adapter ;
- la suppression de la trajectoire irréaliste de baisse des coûts de production.

Séance du 14 mai 2019

AMENDEMENT N° 4

Article : 6

présenté par ENGIE

- Remplacer « objectifs de développement de l'électromobilité » par « objectifs de développement de la mobilité propre »
- Remplacer la dernière ligne du tableau « véhicules lourds à faibles émissions » par

Véhicules Hydrogène	5 200	21 000 à 52 000
---------------------	-------	-----------------

- Ajouter 4 lignes au tableau :

Véhicules particuliers GNV	100 000	530 000
Véhicules utilitaires légers GNV	65 000	185 000
Bus / Cars GNV	9 000	22 000
Véhicules lourds GNV	60 000	150 000

- Remplacer la ligne sur le GNV dans le tableau relatif aux objectifs de déploiement des infrastructures de recharge pour carburant alternatif par :

GNV	410 stations pour véhicules légers 680 stations pour véhicules lourds	910 stations pour véhicules légers 1300 stations pour véhicules lourds
-----	--	---

Exposé des motifs

Le projet de décret PPE présente des « objectifs de développement de l'électromobilité ». Ces objectifs sont déclinés en nombres de véhicules électriques et hybrides rechargeables pour les segments de véhicules particuliers et les véhicules utilitaires légers, mais regroupe pour les poids lourds les véhicules électriques et les véhicules GNV.

Le présent amendement propose de clarifier la rédaction en précisant que les objectifs définis à l'article 6 sont des « objectifs de développement de la mobilité propre » englobant ainsi l'ensemble des carburants alternatifs au sens du décret 2017-1673 du 8 décembre 2017.

Par ailleurs, les objectifs pour les carburants alternatifs autres que l'électricité doivent être également précisés. Concernant les solutions GNV, l'ambition définie dans la Stratégie de Développement de la Mobilité Propre, annexe n°1 du projet de PPE, n'est pas le reflet des objectifs du plan de déploiement GNV réalisé par la filière et partagé fin 2017 avec les pouvoirs publics. Aussi, le présent amendement propose de renforcer les objectifs de véhicules GNV pour chacun des segments.

Enfin, le présent amendement renforce l'ambition de déploiement d'infrastructures d'avitaillement en GNV, en cohérence avec les objectifs de véhicules, en distinguant les stations à destination des véhicules lourds de celles pour les autres types de véhicules.

Projet de décret

Conseil supérieur
de l'énergie

relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

-

AMENDEMENT N°1

Article : 3

Séance du
14 mai 2019

présenté par le SER

A l'article 3, le SER propose les modifications suivantes :

« I.- Les objectifs de développement de la production d'électricité d'origine renouvelable en France métropolitaine continentale sont les suivants :

Puissance installée au 31/12 (en GW)	2023	2028	
		Option Basse	Option Haute
Energie éolienne terrestre	24,6	34,1	35,6
Energie radiative du soleil	20,6	35,6	44,5
Hydroélectricité (dont énergie marémotrice)	25,7	27,2 26,4	27,5 26,7
Eolien en mer	2,4	4,7	5,2-
Méthanisation	0,27	0,34	0,41

Dans le domaine de l'hydroélectricité, l'objectif est également d'engager d'ici à 2028 des projets de stockage sous forme de stations de transfert d'électricité par pompage, en vue d'un développement de 1,5 GW de capacités entre 2030 et 2035. »

Exposé des Motifs

Cet amendement vise à revoir à la hausse les objectifs de la filière compte-tenu :

- Du potentiel mobilisable identifié par la profession et partagé avec la DGEC dans le rapport sur la connaissance du potentiel hydroélectrique français (2013), à savoir un potentiel mobilisable de 3 300 MW pour le développement de nouvelles centrales (concessions et autorisation, dont 1 130 MW hors liste 1) ;
- Du potentiel de rénovation et suréquipement du parc existant identifié par le SER, comprenant 400 MW d'augmentation de puissance réalisables à l'horizon de la PPE dans le contexte réglementaire actuel ;
- D'un potentiel mobilisable de 400 MW pour l'équipement de petites centrales (>150 kW, dont moulins) également identifié par le SER.

Le potentiel mobilisable identifié s'élève ainsi, à l'horizon 2028, à 4 100 MW supplémentaires par rapport au parc installé en 2019, à savoir 25 510 MW. Compte-tenu du temps de développement des projets, ainsi que des arbitrages entre les enjeux énergie, environnement et biodiversité, il est proposé de considérer un objectif haut à l'horizon 2028 équivalent à la mobilisation de 2 000 MW supplémentaires, soit la moitié du potentiel identifié, ce qui porte l'option haute à 27,5 GW. Le différentiel entre l'option haute et basse de 300 MW proposé dans le projet de PPE est quant à lui conservé et l'option basse est donc fixée à 27,2 GW.

Projet de décret

Conseil supérieur
de l'énergie

relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

AMENDEMENT N° 3

Article : 3

Séance du
14 mai 2019

présenté par le SER

Au I. de l'article 3, ajouter au tableau la ligne suivante (*les ajouts sont indiqués en gras*) :

Puissance installée au 31/12 (en GW)	2023	2028	
		Option basse	Option haute
Géothermie à haute température	0,06	0,15	0,25

Exposé des motifs

Le présent amendement a pour objet d'assurer le développement de la filière de géothermie à haute température en métropole en lui assignant des objectifs correspondant au potentiel d'une vingtaine de projets identifiés par les professionnels, dont la réalisation dépend du maintien du complément de rémunération dont le niveau pourra diminuer progressivement jusqu'à 100 €/MWh grâce à l'engagement de la filière à réduire ses coûts de production.

L'atteinte des objectifs de la politique énergétique et climatique nécessite d'actionner dès à présent tous les leviers en s'appuyant sur les potentiels d'énergies renouvelables spécifiques à chaque région.

Chaque territoire possède, en effet, un capital d'énergies renouvelables locales lié à sa situation géographique et géologique. La géothermie à haute température est l'une d'entre elles, notamment pour la vallée du Rhône, l'Alsace, l'Auvergne et les Pyrénées, dont les sous-sols abritent un potentiel d'eaux géothermales important. Aujourd'hui, un soutien public reste indispensable à l'exploitation de cette énergie renouvelable locale, durable et vertueuse, pour aider ces régions à atteindre leurs objectifs de transition énergétique.

En effet, la géothermie à haute température permet la production simultanée d'électricité et de chaleur renouvelable en cogénération ou en coproduction. La production de chaleur décarbonée et compétitive associée à la production d'électricité est une opportunité pour le développement de nouvelles activités économiques dans les zones rurales en soutien à l'agriculture (séchage, serres), ainsi qu'en milieu urbain (réseaux de chaleur) et industriel.

En dehors de la production de chaleur et d'électricité renouvelables, la géothermie à haute température offre également l'opportunité d'extraction du lithium présent dans les eaux géothermales qui circulent en profondeur. Une extraction significative de cette ressource sur

une dizaine de centrales géothermiques pourrait représenter l'équivalent de 6 % de la production mondiale de lithium. Les opérateurs développent actuellement en partenariat avec les acteurs de la filière minière (ERAMET, BRGM, IFPEN...) des procédés de captage du lithium par extraction des eaux géothermales, respectueux de l'environnement comparativement aux techniques par évaporation aujourd'hui mises en œuvre dans le monde. La géothermie à haute température constitue donc un enjeu pour l'industrie, notamment pour la mobilité électrique, en permettant de garantir une indépendance et une sécurité d'approvisionnement en lithium.

Suite à l'instauration fin 2016 par le gouvernement d'un « complément de rémunération électrique » (arrêté du 13 décembre 2016) pour promouvoir l'émergence d'une filière industrielle dans la géothermie à haute température, les opérateurs de la filière ont, à ce jour, investi plus de 100 millions d'euros dans la recherche et le développement et dans la construction de centrales de production. L'achèvement des premières centrales doit permettre de consolider la filière française qui dispose d'un potentiel important sur le territoire national et à l'international.

Afin de permettre le développement de la filière tout en atteignant la cible de 100€/MWh électriques en 2028, le mécanisme de soutien intégrera pour les premiers projets une aide aux travaux de forage permettant le développement de l'extraction de lithium et de la production de chaleur associée.

La vingtaine de projets en cours de développement sont la plupart situés sur des permis exclusifs de recherche en cours de validité détenus par plusieurs opérateurs. La puissance d'une unité de production (doublet) se situe entre 3 et 10 MW électriques couplés à une production de 10 à 20 MW thermiques, ce qui représente une production totale évitée de CO₂ équivalente aux émissions annuelles d'environ 500 000 véhicules thermiques. Les projets sont situés dans la plaine d'Alsace (30%), dans le Massif central (30%), dans les Pyrénées (20%) et dans le Couloir rhodanien (20%).

relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

Séance du
14 mai 2019

Article : 3

AMENDEMENT N°4

présenté par le SER

Au I. de l'article 3, ajouter au tableau la ligne suivante (*les ajouts sont indiqués en gras*) :

Puissance installée au 31/12 (en GW)	2023	2028	
		Option basse	Option haute
Bois	0,95	1,05	1,2

Exposé des motifs

Le présent amendement a pour objet de conserver, comme c'est le cas dans la PPE actuelle, un objectif pour la production d'électricité à partir de bois.

Les installations de cogénération biomasse présentent en effet des atouts majeurs :

- Lorsqu'elles produisent 1 MWh d'électricité, elles génèrent également entre 2,5 et 3 MWh de chaleur renouvelable ; Le coût de soutien public doit donc être mesuré au regard de la production totale d'énergie, soit 3,5 MWh d'énergie électrique et thermique, ce qui améliore son efficacité.
- Les MWh thermiques produits par la cogénération biomasse se substituent directement à des énergies fossiles (gaz, fioul ou charbon), avec un impact positif direct sur le bilan carbone du secteur de la chaleur ;
- Leurs approvisionnements en biomasse sont constants sur l'année notamment en été : ainsi, elles contribuent à la structuration de la filière bois et au lissage de l'activité sur l'année.

Dans ce contexte, il est proposé d'inscrire des objectifs raisonnables de cogénération biomasse dans la prochaine PPE, à hauteur de ceux actuellement en vigueur (soit 50 MW_{électriques} par an).

- **relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie**

**Séance du
14 mai 2019**

AMENDEMENT N°5

Article : 3

présenté par le SER

A la fin du I de l'article 3 est ajoutée la phrase suivante :

« Dans le domaine des énergies marines renouvelables (hors éolien en mer), l'objectif est également d'engager le développement de plusieurs projets d'ici à 2028, notamment hydroliens, à hauteur d'une centaine de MW au moins, consécutivement aux premiers déploiements de fermes pilotes ».

Exposé des motifs

La France dispose du deuxième espace maritime au monde et ainsi d'un important potentiel pour le développement des énergies marines renouvelables, notamment l'hydrolien pour lequel les gisements français du Raz-Blanchard et du passage du Fromveur sont parmi les sites les plus propices au monde pour cette technologie.

Depuis plusieurs années, d'importants investissements publics et privés ont soutenu les activités de recherche et développement autour de ces technologies (hydrolien, houlomoteur, énergie thermique des mers etc.), dont certaines ont réalisé avec succès la conception d'un prototype et la mise à l'eau de démonstrateurs à échelle et en conditions réelles.

La PPE actuellement en vigueur prévoit, en intégrant également l'éolien en mer flottant, la mise en service de 100 MW d'énergies marines renouvelables d'ici 2023, et le lancement de 200 MW à 2 000 MW supplémentaires en fonction du retour d'expérience des fermes pilotes et sous condition de prix. La remise en cause de ces objectifs constituerait un signal de rupture, compromettant les investissements en cours pour le développement industriel et technologique des acteurs.

Si la maturité des technologies EMR (hors éolien en mer) ne permet pas d'engager leur développement commercial à court terme, la perspective de la création d'un marché dédié à ces technologies au cours des dix prochaines années est absolument critique pour maintenir l'investissement, notamment privé, nécessaire au développement industriel et technologique des acteurs de ces filières.

Dans la continuité de la PPE actuellement en vigueur, cet amendement propose de maintenir des perspectives de développement pour l'hydrolien et les autres énergies marines (hors éolien en mer) dans la PPE 2023-2028, en prévoyant le développement à l'horizon 2028 de plusieurs projets, pouvant atteindre au total une centaine de mégawatts, sous condition de retour d'expérience technologie et de prix.

relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

Séance du
14 mai 2019

AMENDEMENT N° 6

Article : 3

présenté par le SER

A la fin du I. de l'article 3, ajouter un alinéa ainsi rédigé :

« Pour la géothermie haute température le soutien à la production électrique est maintenu au moyen du complément de rémunération dont le niveau diminuera progressivement pour atteindre 100 €/MWh en 2028. »

Exposé des motifs

Le présent amendement a pour objet d'assurer le développement de la filière de géothermie à haute température sur la période de la PPE dans une logique de réduction des coûts par une baisse progressive du complément de rémunération (arrêté du 13 décembre 2016).

L'atteinte des objectifs de la politique énergétique et climatique nécessite d'actionner dès à présent tous les leviers en s'appuyant sur les potentiels d'énergies renouvelables spécifiques à chaque région.

Chaque territoire possède, en effet, un capital d'énergies renouvelables locales lié à sa situation géographique et géologique. La géothermie à haute température est l'une d'entre elles, notamment pour la vallée du Rhône, l'Alsace, l'Auvergne et les Pyrénées, dont les sous-sols abritent un potentiel d'eaux géothermales important. Aujourd'hui, un soutien public reste indispensable à l'exploitation de cette énergie renouvelable locale, durable et vertueuse, pour aider ces régions à atteindre leurs objectifs de transition énergétique.

En effet, la géothermie à haute température permet la production d'électricité mais également de chaleur renouvelable en cogénération ou en coproduction. La production de chaleur décarbonée et compétitive associée à la production d'électricité est une opportunité pour le développement de nouvelles activités économiques dans les zones rurales en soutien à l'agriculture (séchage, serres), ainsi qu'en milieu urbain (réseau de chaleur) et industriel

En dehors de la production de chaleur et d'électricité renouvelables, la géothermie à haute température en métropole offre également l'opportunité d'extraction du lithium présent dans les eaux géothermales qui circulent en profondeur. Une extraction significative de cette ressource sur une dizaine de centrales géothermiques pourrait représenter l'équivalent de 6 % de la production mondiale de lithium. Les opérateurs développent actuellement en partenariat avec les acteurs de la filière minière (ERAMET, BRGM, ...) des procédés de captage du lithium par extraction des eaux géothermales, respectueux de l'environnement comparativement aux techniques par évaporation aujourd'hui mises en œuvre dans le monde. La géothermie à haute température constitue donc un enjeu pour l'industrie, notamment pour

la mobilité électrique, en permettant de garantir une indépendance et une sécurité d'approvisionnement en lithium.

Suite à l'instauration fin 2016 par le gouvernement d'un « complément de rémunération électrique » (arrêté du 13 décembre 2016) pour promouvoir l'émergence d'une filière industrielle dans la géothermie à haute température, les opérateurs de la filière ont, à ce jour, investi plus de 100 millions d'euros dans la recherche et le développement et dans la construction de centrales de production. L'achèvement des premières centrales doit permettre de consolider la filière française qui dispose d'un potentiel important sur le territoire national et à l'international.

Afin de permettre le développement de la filière tout en atteignant la cible de 100€/MWh électriques en 2028, le mécanisme de soutien intégrera pour les premiers projets une aide aux travaux de forage permettant le développement de l'extraction de lithium et de la production de chaleur associée.

La vingtaine de projets en cours de développement sont la plupart situés sur des permis exclusifs de recherche en cours de validité détenus par plusieurs opérateurs. La puissance d'une unité de production (doublet) se situe entre 3 et 10 MW électriques couplés à une production de 10 à 20 MW thermiques, ce qui représente une production totale évitée de CO₂ équivalente aux émissions annuelles d'environ 500 000 véhicules thermiques.

Les projets sont situés dans la plaine d'Alsace (30%), dans le Massif central (30%), dans les Pyrénées (20%) et dans le Couloir rhodanien (20%).

Projet de décret

Conseil supérieur de l'énergie relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

AMENDEMENT N°7

-

présenté par le SER

Article : 3

Séance du
14 mai 2019

A l'article 3, le SER propose les modifications suivantes :

« II. - Pour contribuer à l'atteinte des objectifs fixés au présent article, le calendrier indicatif de lancement des procédures de mise en concurrence pour les énergies renouvelables électriques jusqu'en 2024 est le suivant :

- pour l'éolien terrestre : deux appels d'offre par an à hauteur de 1 GW par période, à compter du deuxième semestre de 2020.
- pour le photovoltaïque au sol : deux appels d'offre par an à hauteur de 1 GW par période, à compter du deuxième semestre de 2019.
- pour le photovoltaïque sur bâtiment : trois appels d'offres par an à hauteur de 300 MW par période.
- pour l'hydroélectricité **sous autorisation** : 1 appel d'offres de 35MW par an.

Exposé des Motifs

Les appels d'offres pour l'hydroélectricité concernent les installations « autorisées » allant de 1 à 4,5 MW. Pour les installations de puissance inférieure (<1 MW), il existe un dispositif de tarif d'achat. Pour les installations de puissance supérieure (>4,5 MW) dites « en concession », le projet de PPE prévoit de « lancer l'octroi de nouvelles concessions sur quelques sites dont le potentiel aura été identifié ». Cette procédure implique également une mise en concurrence par appel d'offres. La puissance développée dans le cadre de ces procédures d'octroi de nouvelles concessions doit être distinguée du volume prévu pour les appels d'offres pour développer l'hydroélectricité sous autorisation. Cet amendement vise donc à préciser la catégorie d'installations concernées par le lancement de procédure d'appel d'offres.

Projet de décret

Conseil supérieur relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie de l'énergie

-

Séance du
14 mai 2019

AMENDEMENT N°9

présenté par le SER

Article : 3

A l'article 3, le SER propose les modifications suivantes :

« II. - Pour contribuer à l'atteinte des objectifs fixés au présent article, le calendrier indicatif de lancement des procédures de mise en concurrence pour les énergies renouvelables électriques jusqu'en 2024 est le suivant :

- pour l'éolien terrestre : deux appels d'offre par an à hauteur de 1 GW par période, à compter du deuxième semestre de 2020.
- pour le photovoltaïque au sol : deux appels d'offre par an à hauteur de 1 GW par période, à compter du deuxième semestre de 2019.
- pour le photovoltaïque sur bâtiment : trois appels d'offres par an à hauteur de 300 MW par période.
- pour l'hydroélectricité : 1 appel d'offres de 35MW par an.

Pour l'éolien en mer, le calendrier prévisionnel indicatif de sélection des lauréats des appels d'offres, avec les prix cibles des appels d'offres, est le suivant :

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	≥2025
Eolien flottant 750MW			~250 MW Bretagne 120 €/MWh	~250 MW Méditerranée 110 €/MWh		~250 à 500 MW Selon les prix	1 projet de 500 MW/an posé ou flottant selon les prix et le gisement
Eolien flottant			250 MW Bretagne 120 €/MWh	2 x 250 MW Méditerranée 110 €/MWh	500 MW Nord Atlantique Manche Ouest (Bretagne Sud)	500 MW Méditerranée	1500 MW dont 500 MW flottant en Méditerranée

Exposé des Motifs

Le calendrier d'appels d'offres prévu par le projet de PPE est l'outil absolument déterminant et critique pour définir la dynamique de croissance sur laquelle la filière énergétique et industrielle de l'éolien en mer pourra compter dans les prochaines années. L'Etat détient dans ce contexte un rôle particulier dans la mesure où la planification spatiale, le zonage des appels d'offres et par conséquent la future implantation des parcs éoliens en mer, relèvent de sa compétence.

Le rythme d'appel d'offres prévu dans le projet de décret se situe en moyenne entre 540 MW et 665 MW par an d'ici 2024, soit une dynamique nettement inférieure aux attentes de la profession et des Régions littorales (-40%).

Notamment, le rythme d'appels d'offres prévu est très irrégulier, présentant certaines années de faibles volumes (250 MW), suivis de volumes plus importants (1000 MW). Cette irrégularité et les faibles volumes totaux engagés ne permettent pas un développement durable de la filière industrielle de l'éolien en mer (creux de charge dans les productions, visibilité insuffisante pour investir dans les capacités industrielles et accélérer la baisse des coûts par effet d'échelle).

En particulier, pour l'éolien en mer flottant, l'engagement de projets est trop tardif et sur un trop faible volume, au regard (i) de la position française sur le marché international, (ii) des stratégies régionales définies et (iii) des investissements anticipés sur les infrastructures portuaires.

Aussi, le SER souhaite faire évoluer le projet de PPE de sorte à garantir un développement industriel pérenne et territorialement équilibré de l'éolien flottant.

A cet effet, le SER propose :

- Le lancement de trois appels d'offres supplémentaires éolien en mer flottant, permettant d'engager d'ici 2025 le lancement d'un appel d'offres de 250 MW, complété 2 à 3 ans plus tard par une tranche de 500 MW, dans chacune des 3 régions accueillant une ferme pilote ;
- L'augmentation des capacités qui seront attribuées à partir de 2025, à hauteur de 1,5 GW par an dont 500 MW éolien flottant sur la façade Méditerranée.

Une telle programmation doit permettre la structuration d'une filière industrielle créatrice d'emplois. Pour l'éolien flottant, grâce aux projets de fermes pilotes, un grand nombre d'entreprises se mobilisent en Bretagne, en Occitanie et en région Sud-PACA et anticipent les réponses aux besoins émergents de la filière : une visibilité sur la création du marché de l'éolien flottant leur est indispensable pour investir et monter en compétences.

Enfin, d'importants investissements portuaires, à hauteur de plus de 600 millions d'euros ont déjà été engagés dans les différentes régions (à Brest et Port-la-Nouvelle notamment) ou sont à l'étude : un rythme de développement régulier sur chacune des façades françaises (un projet tous les deux ou trois ans par façade) est déterminant pour garantir la rentabilité des investissements en projet ou déjà réalisés par les collectivités, sur la base de la politique engagée par l'Etat depuis plusieurs années.

relatif à la programmation pluriannuelle
de l'énergie

Séance du
14 mai 2019

Article : 3

AMENDEMENT N°10

présenté par le SER

A l'article 3, le SER propose les modifications suivantes :

« II. - Pour contribuer à l'atteinte des objectifs fixés au présent article, le calendrier indicatif de lancement des procédures de mise en concurrence pour les énergies renouvelables électriques jusqu'en 2024 est le suivant :

- pour l'éolien terrestre : deux appels d'offre par an à hauteur de 1 GW par période, à compter du deuxième semestre de 2020.
- pour le photovoltaïque au sol : deux appels d'offre par an à hauteur de 1 GW par période, à compter du deuxième semestre de 2019.
- pour le photovoltaïque sur bâtiment : trois appels d'offres par an à hauteur de 300 MW par période.
- pour l'hydroélectricité : 1 appel d'offres de 35MW par an.

Pour l'éolien en mer, le calendrier prévisionnel indicatif de sélection des lauréats des appels d'offres, avec les prix cibles des appels d'offres, est le suivant :

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	≥2025
Eolien posé 2,5 à 3 GW	500 MW Dunkerque < 70 €/MWh	1 000 MW Manche Est Mer du Nord 65 €/MWh			1000-1500 MW 60 €/MWh		1 projet de 500 MW/an posé ou flottant selon les prix et le gisement
Eolien posé	500 MW Dunkerque < 70 €/MWh	1 000 MW Manche Est Mer du Nord 65 €/MWh	750 MW Sud Atlantique (Oléron)	750 MW Manche Est Mer du Nord	750 MW Nord Atlantique Manche Ouest 60 €/MWh	750 MW Manche Est Mer du Nord 60 €/MWh	1500 MW dont 500 MW flottant en Méditerranée

Exposé des Motifs

Le calendrier d'appels d'offres prévu par le projet de PPE est l'outil absolument déterminant et critique pour définir la dynamique de croissance sur laquelle la filière énergétique et industrielle de l'éolien en mer pourra compter dans les prochaines années. L'Etat détient dans ce contexte un rôle particulier dans la mesure où la planification spatiale, le zonage des appels

d'offres et par conséquent la future implantation des parcs éoliens en mer, relèvent de sa compétence.

Le rythme d'appel d'offres prévu dans le projet de décret se situe en moyenne entre 540 MW et 665 MW par an d'ici 2024, soit une dynamique nettement inférieure aux attentes de la profession et des Régions littorales (-40%).

Notamment, le rythme d'appels d'offres prévu est très irrégulier, présentant certaines années de faibles volumes (250 MW), suivis de volumes plus importants (1000 MW). Cette irrégularité et les faibles volumes totaux engagés ne permettent pas un développement durable de la filière industrielle de l'éolien en mer (creux de charge dans les productions, visibilité insuffisante pour investir dans les capacités industrielles et accélérer la baisse des coûts par effet d'échelle).

En particulier, pour l'éolien en mer posé, au regard de la compétitivité pourtant avérée de cette technologie (prix en Europe très concurrentiels depuis 2016 voire – dans quelques cas – à parité avec les prix de marché notamment), le volume de projets engagés demeure très peu ambitieux.

Par ailleurs, la prise en compte de la mutualisation des raccordements ne semble pas avoir été prévue ; elle permettrait pourtant le développement de parcs éoliens en mer en plusieurs tranches d'appels d'offres successives, raccordés à des équipements de raccordement communs (sous-station, câbles exports) et optimisés (économies pour la collectivité).

Enfin, la perspective des volumes d'appels d'offres engagés diminue après 2024 (500 MW par an), alors même que la compétitivité de la filière sera encore améliorée, et est en décalage par rapport à l'évolution des machines et standards dans le monde et en Europe, où les projets engagés dorénavant le sont sur des volumes excédant 1000 MW.

L'augmentation des capacités attribuées prévue dans la PPE entre 2019 et 2028 ne se reflètera que très partiellement dans le mix électrique de 2028 : les capacités attribuées à partir de 2022 entreront en service entre 2029 et 2035. Le développement de l'éolien en mer doit donc être pensé entre 2019 et 2024 de sorte à planifier l'augmentation supplémentaire de la production d'électricité renouvelable entre 2029 et 2035 qui sera nécessaire pour accroître la part des ENR de 33% en 2028 à 40% en 2030, puis à une part encore plus élevée en 2035.

Aussi, le SER souhaite faire évoluer le projet de PPE de sorte à accroître le volume global de projets éoliens en mer pour atteindre au minimum l'attribution de 1000 MW par an, notamment par un accroissement des volumes éoliens en mer posés.

A cet effet, le SER propose :

- Le lancement de deux appels d'offres supplémentaires d'éolien en mer posé (2x750 MW) attribués entre 2021 et 2022, en comptant sur la forte compétitivité de cette technologie ;
- Le lancement de deux appels d'offres distincts pour 2023 et 2024, chacun d'une puissance de 750 MW, sur des façades bien identifiées, contrairement au projet de décret qui prévoit un volume de 1 000 MW à 1 500 MW en 2023/2024 sans localisation précise ;
- L'augmentation des capacités qui seront attribuées à partir de 2025, à hauteur de 1,5 GW par an, et dont les mises en service interviendront entre 2032 et 2035.

Une telle programmation doit permettre la structuration d'une filière industrielle créatrice d'emplois. D'ores et déjà, d'importants investissements productifs ont été réalisés sur la base des premiers projets en développement : les futurs projets doivent permettre de pérenniser ces capacités et de profiter de l'investissement réalisé pour réussir, avec des coûts futurs maîtrisés, la structuration d'une filière nationale

Dans la mesure où un niveau de compétitivité similaire aux projets éoliens posés actuellement attribués en Europe est attendu pour les futurs projets éoliens en mer, leur réalisation, telle que programmée dans la proposition du SER, impliquera des coûts faibles ou quasi nuls pour le budget de l'Etat (sur la base des hypothèses de prix de marché considérées dans la PPE), pour les projets localisés en Manche pour commencer, puis pour les autres façades. Ainsi, les coûts provisionnés seront nuls ou très limités pour l'Etat dès la première période de la PPE. Par ailleurs, compte tenu du temps de développement des projets, les soutiens liés aux parcs qui commenceront à produire ne seront pas versés avant la fin de cette première période PPE.

relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

Séance du
14 mai 2019

AMENDEMENT N° 12

Article : 4

présenté par le SER

Au I. de l'article 4, apporter au tableau les modifications suivantes (*les modifications sont indiquées en gras*) :

Production globale (en TWh)	2023	2028	
		Option basse	Option haute
PAC géothermiques	4,6	5,5	7

Exposé des motifs

Accessible sur la quasi-totalité du territoire français, la géothermie de surface représente les trois quarts de l'énergie géothermique produite en France.

Malgré ses atouts forts et les progrès réalisés par la filière, le nombre de nouvelles installations annuelles dans le secteur individuel est en chute libre, passant de 19 000 en 2007 à 2 500 en 2017, et la France accentue son retard sur ses voisins. Pourtant, des mesures positives ont été prises ces dernières années (simplification des procédures - décret n°2015-15 « géothermie de minime importance » et prise en compte du géocooling dans la Règlementation Thermique 2012), mais elles ne suffiront pas à redynamiser le secteur qui nécessite qu'on lui donne une trajectoire plus ambitieuse mais réaliste.

La production de froid/frais renouvelable par la géothermie de surface est l'un des atouts majeurs de cette filière avec une très grande efficacité énergétique. Son développement est indispensable pour remplacer les climatiseurs fortement consommateurs d'électricité. Une augmentation de 10 % de l'objectif bas pour 2028, soit 5,5 TWh, permettrait de mieux prendre en compte cette production et constituerait un signal fort pour la filière géothermie de surface. Cela correspondrait néanmoins toujours à une diminution de l'objectif pour cette filière par rapport à l'actuelle PPE.

relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

Séance du
14 mai 2019

Article : 4

AMENDEMENT N° 13

présenté par le SER

Au I. de l'article 4, apporter au tableau les modifications suivantes (*les modifications sont indiquées en gras*) :

Production globale (en TWh)	2023	2028	
		Option basse	Option haute
Solaire thermique	1,75	2,5 1,85	3 2,5

Exposé des motifs

Aujourd'hui très marginales, les grandes installations de chaleur solaire pour l'industrie et les réseaux de chaleur notamment, connaissent un fort développement.

Le projet de PPE prévoit pour ces grandes installations une superficie de 150 000 m² à équiper, soit 50 projets à installer d'ici 2023, puis 300 000 m², soit 100 projets, à l'horizon 2028. Ces volumes et leur trajectoire sont sous-dimensionnés au regard de la dynamique de la filière et des caractéristiques de ces grands projets. La structuration de la filière va conduire à un rythme de croissance qui doit aller au-delà de 2023. Prévoir des volumes identiques sur deux périodes successives semble contradictoire avec l'augmentation d'activité attendue pour cette filière prometteuse et extrêmement efficace en matière de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

En effet, la taille moyenne des installations telle qu'indiquée dans la PPE (3 000 m²) est très inférieure à la taille moyenne des projets en cours de réalisation, plutôt aux alentours de 10 000 m². Si l'hypothèse de 50 projets était conservée pour 2023, alors cela devrait plutôt conduire à **un volume de 500 000 m² pour cette même échéance** au lieu de 150 000 m² tel que prévu actuellement.

Enfin, la filière compte des fabricants de capteurs solaires thermiques en France qui, pour proposer des prix compétitifs pour leurs produits, ont besoin d'un portefeuille de projets sur une longue période. A ce titre, elle a besoin d'une réelle visibilité dans la PPE, qui devra ensuite se refléter dans les volumes soutenus par le Fonds Chaleur.

Conseil supérieur
de l'énergie

Projet de décret

- **relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie**

Séance du
14 mai 2019

AMENDEMENT N° 14

Article : 5

présenté par le SER

L'article 5 est ainsi modifié (*les modifications sont indiquées en gras*) :

I.- L'objectif est de porter la part des énergies renouvelables à **7 10%** de la consommation de gaz en 2030. ~~en cas de baisse des coûts de production du biométhane injecté permettant d'atteindre 67 €/MWh PCS en 2023 et 60€/MWh PCS en 2028 et jusqu'à 10% en cas de baisses de coûts supérieures.~~

Exposé des motifs

L'objectif de la loi de transition énergétique ne doit pas être remis en cause par un décret d'application et il est donc essentiel de ne retenir que l'objectif de 10% de gaz renouvelables en 2030, afin de donner de la visibilité à la filière à moyen-terme.

Par ailleurs, comme le montrent plusieurs études récentes, les objectifs de baisse des coûts de production proposés par le projet de PPE sont irréalistes et il convient donc de les revoir afin de tenir compte des réalités de terrain.

relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

Séance du
14 mai 2019

Article : 5

AMENDEMENT N° 15

présenté par le SER

L'article 5 est ainsi modifié (*les modifications sont indiquées en gras*) :

Production globale (en TWh)	2023	2028	
		Option basse	Option haute
Production totale	16 44	32 24	40 32
Dont injection dans les réseaux	8 6	22 44	30 22

Exposé des motifs

La PPE actuelle fixe un objectif de 8 TWh de biogaz injecté dans les réseaux d'ici 2023. Cet objectif a permis d'enclencher une dynamique de développement forte : fin 2018, la capacité d'injection annuelle atteignait 1,2 TWh tandis que l'équivalent de 15,3 TWh de projets a été réservé à ce jour dans le registre de gestion des capacités d'injection, soit près de deux fois l'objectif de la PPE.

Afin de poursuivre la baisse des coûts de production et d'apporter la confiance nécessaire aux investisseurs et aux banques qui financeront ces projets, il est indispensable de garantir à la filière une visibilité sur la première période de la PPE et donc de confirmer, dans le projet de décret, l'objectif actuel de 8 TWh d'ici 2023.

Ce volume est en effet nécessaire pour garantir un flux annuel de projets à même d'accompagner la filière sur sa courbe de baisse des coûts et permettre aux projets déjà engagés de se réaliser.

Par ailleurs, le potentiel mobilisable combiné aux actions déjà engagées et à venir des acteurs de la filière permettront de dépasser l'hypothèse basse de 14 TWh de gaz renouvelable injecté en 2028. Les hypothèses de gaz renouvelable injecté en 2023 et en 2028 doivent donc être revues en conséquence dans le décret de la PPE, soit 22 TWh en hypothèse basse, et 30 TWh en hypothèse haute.

Séance du 14 mai 2019

présenté par EDF

I.- Dans la ligne « Eolien en mer » du tableau figurant au I., remplacer les objectifs « 2028, option basse / option haute », respectivement 4,7 et 5,2 GW, **par 5,5 et 6 GW**.

Par cohérence, dans le document détaillé, le tableau de la page 119, dans sa première ligne donnant les objectifs d'éolien en mer, doit voir la fourchette 2028 (4,7 – 5,2 GW) remplacée par 5,5 – 6 GW.

II.- le tableau du II exposant le calendrier prévisionnel indicatif des appels d'offres pour l'éolien en mer est modifié comme suit, étant entendu que le tableau homologue figurant page 119 du document détaillé reçoit la même modification.

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025-2028
Eolien flottant			250 MW NAMO (Bretagne) 120 €/MWh	2 x 250 MW MED 110 €/MWh		500 MW	1000 MW à 1500 MW par an
Eolien posé	500 MW (Dunkerque) < 70 €/MWh	1000 MW MEMN 65 €/MWh	750 MW <u>Oléron</u> (*)	750 MW <u>MEMN</u> (*)	750 MW <u>NAMO</u> (*)	750 MW < 60 €/MWh	
Cumuls en première période (2019-2023) : 750 MW en flottant et 3750 MW en posé.							
Flux en seconde période : à ajuster dans la fourchette indiquée selon les prix atteints en première période.							
(*) Prix cible à définir en 2020							
MEMN = Manche – Mer du Nord ; NAMO = Nord Atlantique-Manche Ouest ; MED = Méditerranée							

Exposé des Motifs

L'article L.100-4 (4°) du Code de l'énergie fixe l'objectif de 40 % d'énergies renouvelables dans la production nationale d'électricité en 2030. Cette part devrait continuer de croître après 2030, en cohérence avec la cible d'une part de nucléaire de 50% en 2035 et l'ambition d'un mix électrique encore moins carboné qu'aujourd'hui.

L'éolien en mer présente un potentiel important (la France possède le 2^{ème} gisement d'Europe) et permet d'installer de grandes capacités de production avec des niveaux de productible très élevés, le vent étant plus important et plus régulier en mer. Cette technologie sera donc une composante essentielle du mix électrique visé.

Ce constat conduit à relever l'ambition exprimée dans le projet de PPE 2019-2028, via un volume plus important d'appels d'offres pour la période 2023-2028, avec un flux minimal de 1 GW par an à partir de 2020 et la possibilité, en fonction des niveaux de prix atteints, de le porter à 1,5 GW par an en deuxième période de la PPE. Au total, et compte tenu des projets déjà engagés, la capacité d'éolien maritime en service en 2035 se situerait entre 12 et 15 GW. Ce dernier chiffre donne une production éolienne en mer comparable à la production hydraulique, chacune de ces énergies renouvelables apportant environ le cinquième de la production ENR totale.

Plus précisément :

1. Il importe de bien prendre en compte les délais d'instruction et de réalisation. Malgré les avancées apportées par la *loi pour un Etat au service d'une société de confiance* du 10 août 2018 qui simplifie les procédures administratives pour les Energies Marines Renouvelables, la durée globale de la phase d'appel d'offres, du développement et de la construction d'un projet éolien en mer sera d'environ 10 ans pour les projets à venir, dont 7 ans après la date de désignation du lauréat à l'issue de l'appel d'offres. Les projets mis en service à l'horizon 2030 seront donc ceux attribués avant 2023 et le calendrier de mise en œuvre des appels d'offres doit être prévu dès l'adoption du décret PPE pour la période 2023- 2028.

Le projet de PPE actuel prévoit une capacité installée de 4,7 à 5,2 GW en 2028 : ce chiffre comprend les capacités déjà en développement à cette date ainsi que les projets qui seront alloués entre 2019 et la date retenue pour la mise en service, qui n'est pas précisée. Ces chiffres représentent donc majoritairement des capacités déjà attribuées. Pour fixer l'objectif 2028, on peut tout au plus inclure la mise en service des parcs attribués en 2021 : en programmant un projet de 750 MW en 2021, la capacité installée en 2028 est portée dans une fourchette de 5,5 à 6 GW.

2. Dans les pays pionniers de l'éolien en mer, des baisses importantes de prix de vente de l'électricité ont été observées depuis quelques années à l'issue de procédures de mise en concurrence. L'éolien en mer a fait la preuve de sa compétitivité et la courbe des prix va suivre la même tendance en France.

Les projets sélectionnés lors des prochains appels d'offres éolien posé devraient proposer des prix de l'électricité à des prix inférieurs à ceux prévus par le projet actuel de décret PPE. Cette différence permettrait de financer des volumes supplémentaires pour une PPE plus ambitieuse. En effet, un tarif d'appel d'offres attribué qui serait inférieur de 10€/MWh par rapport au prix cible estimé par le projet de PPE (60€/MWh au lieu de 70€/MWh) permettrait de financer un nouveau projet à 60€/MWh d'une puissance de 1250 MW (avec l'hypothèse de prix de marché moyen de 56€/MWh à partir de 2026). Pour confirmer cette baisse, il est nécessaire que le calendrier pluriannuel d'attribution d'appels d'offres apporte de la régularité et de la visibilité.

3. Les premiers projets pilotes d'éoliennes flottantes devraient être mis en service à horizon 2021. Le retour d'expérience acquis sur l'éolien en mer posé bénéficiera au flottant, notamment parce que les éoliennes utilisées sont les mêmes. Différentes études montrent que les tarifs de l'éolien flottant et posé devraient converger dès 2030. L'augmentation progressive de la puissance des parcs éoliens flottants (1^{ère} phase de 250 MW, puis 500 MW) permet de développer cette technologie tout en respectant les objectifs en termes de dépense publique.

L'amendement vise à intégrer l'ensemble de ces considérations dans la PPE.

Séance du

14 mai 2019

Article : 5

AMENDEMENT N° 1

présenté par le collège des transporteurs

Au I de l'article 5 du décret, remplacé l'objectif de 6 TWh de production globale injectée prévu dans le tableau « production globale en (TWH) » par 8 TWh.

Le tableau ainsi modifié devient :

Production globale (en TWh)	2023	2028	
		Option basse	Option haute
Production totale*	16	24	32
Dont injection dans les réseaux	8	14	22

Exposé des Motifs

Le collège des transporteurs souligne une réelle dynamique en matière de production de biométhane en France. Ainsi, le registre de capacité, qui enregistre l'ensemble des projets d'injection de biométhane ayant atteint un stade de maturité suffisant pour réserver les capacités correspondantes sur les réseaux, a atteint 14 TWh fin 2018 et continue de croître. Une majorité de ces projets aujourd'hui identifiés sont susceptibles d'entrée en service d'ici 2023 et l'objectif correspondant mériterait d'être aligné en conséquence.

Par ailleurs, la filière étant encore en phase de structuration, il est important de maintenir les ambitions annoncées lors de la PPE précédente et ne pas envoyer de contre-signal délétère par une baisse de l'objectif à court terme. Une filière dynamique et structurée est indispensable pour entamer une baisse des coûts et consolider le tissu économique et industriel qui se développe autour de la production de biogaz et son injection dans les réseaux.

Remplacer le premier alinéa du I de l'article 5 du décret par :

« I.- *L'objectif est de porter la part des énergies renouvelables à 10% de la consommation de gaz en 2030. Les objectifs de production de biogaz sont les suivants : »*

Exposé des Motifs

La loi pour la transition énergétique et la croissance verte a fixé à l'article L100-4 du code de l'énergie un objectif de 10% minimum d'énergie renouvelable dans la consommation de gaz à 2030. L'amendement présenté vise à mettre en cohérence le décret avec cet objectif.

Le collège des transporteurs souligne qu'aucune autre filière énergie renouvelable n'a vu son objectif conditionné à une trajectoire de baisse des coûts, dans la mesure où l'atteinte d'un objectif ambitieux est une condition indispensable à la structuration de la filière, à l'industrialisation de ses équipements et au développement d'effets d'échelle significatifs. Le maintien d'un objectif non conditionné de 10% est non seulement conforme à la volonté du législateur mais également à l'atteinte des objectifs de l'État fixés par le L100-2 du code de l'énergie, et en particulier :

3° Diversifier les sources d'approvisionnement énergétique, réduire le recours aux énergies fossiles, diversifier de manière équilibrée les sources de production d'énergie et augmenter la part des énergies renouvelables dans la consommation d'énergie finale ;

5° Participer à la structuration des filières industrielles de la croissance verte ;

Conseil supérieur
de l'énergie

*Projet de décret relatif à la programmation
pluriannuelle de l'énergie*

-

AMENDEMENT N° 3

Article : 5

Séance du

présenté par le collège des transporteurs

14 mai 2019

Amendement rédactionnel

Au tableau du II de l'article 5 du décret, ajouter après « démonstrateur de puissance » :

(MW)

Le tableau ainsi modifié devient :

« *Les objectifs pour l'hydrogène sont les suivants :*

Echéance	31 décembre 2023	31 décembre 2028
Démonstrateur de puissance power to gas (MW)	1 à 10	10 à 100

Exposé des Motifs

Le tableau sur les objectifs hydrogène ne précise par l'unité pour les objectifs concernant les démonstrateurs de puissance power-to-gas, contrairement au projet de rapport PPE qui précise qu'il s'agit de MW.

L'amendement propose de rajouter cette précision pour ne laisser aucune ambiguïté.

Conseil supérieur
de l'énergie

*Projet de décret relatif à la programmation
pluriannuelle de l'énergie*

-

AMENDEMENT N° 4

Article : 5

Séance du

présenté par le collège des transporteurs

14 mai 2019

Amendement rédactionnel

Au tableau du II de l'article 5 du décret, remplacer « power to gas » par « conversion d'électricité en hydrogène à fin d'injection »

Le tableau ainsi modifié devient :

« *Les objectifs pour l'hydrogène sont les suivants :*

Échéance	31 décembre 2023	31 décembre 2028
Démonstrateur de puissance de conversion d'électricité en hydrogène à fin d'injection (MW)	1 à 10	10 à 100

Exposé des Motifs

L'amendement vise à remplacer l'expression anglaise « power-to-gas » par son équivalent en français.

AMENDEMENT N° 5

Article : 6

Séance du

présenté par le collège des transporteurs

14 mai 2019

À l'article 6, supprimer dans le premier tableau la ligne relative aux véhicules lourds à faibles émissions et dans le second tableau les lignes relatives à l'hydrogène et au GNV.

Et

Compléter l'article 6 par les deux alinéas rédigés comme suit :

« Les objectifs de développement de la mobilité GNV et bioGNV sont les suivants :

<i>Échéance</i>	<i>31 décembre 2023</i>	<i>31 décembre 2028</i>
<i>Véhicules particuliers</i>	<i>100 000</i>	<i>530 000</i>
<i>Véhicules utilitaires légers</i>	<i>65 000</i>	<i>185 000</i>
<i>Bus / Cars</i>	<i>9 000</i>	<i>22 000</i>
<i>Véhicules lourds</i>	<i>60 000</i>	<i>150 000</i>

L'objectif de déploiement des infrastructures de recharge pour le GNC et le bioGNV est le suivant :

<i>Échéance</i>	<i>31 décembre 2023</i>	<i>31 décembre 2028</i>
<i>GNV & bioGNV pour véhicules légers</i>	<i>410 stations pour véhicules légers</i>	<i>910 stations pour véhicules légers</i>
<i>GNV & bioGNV pour véhicules lourds</i>	<i>680 stations pour véhicules lourds</i>	<i>1300 stations pour véhicules lourds</i>

« Les objectifs de développement de la mobilité hydrogène sont les suivants :

<i>Échéance</i>	<i>31 décembre 2023</i>	<i>31 décembre 2028</i>
<i>Véhicules particuliers</i>	<i>5 200</i>	<i>21 000 à 52 000</i>

Exposé des Motifs

Les objectifs de développement de la mobilité propre du projet de décret, déclinés en nombre de véhicules et d'infrastructures de recharge concernent l'électromobilité mais également le

GNV et l'hydrogène. L'objectif de cet amendement est de faire deux sections dédiées, une à la mobilité au gaz et une à la mobilité hydrogène.

Les objectifs fixés à l'article 6 du projet de décret PPE sur chacun des segments sont inférieurs aux scénarios portés au sein du plan de déploiement GNV réalisé par la filière, AFGNV, et partagé fin 2017 avec les pouvoirs publics. À titre d'exemple, sur le segment du véhicule léger, non ciblé par l'article 6 du projet de décret, la Plateforme Française de l'Automobile (PFA) début 2019 a projeté un parc de 12% de véhicules légers au GNV/bioGNV à horizon 2035.

La PPE publiée en 2016 fixe un objectif d'incorporation de bioGNV dans le GNV à l'horizon 2023, à 20%. Cet objectif a disparu du projet de décret PPE alors que ses annexes rappellent pourtant « *qu'il est important de développer l'usage du biogaz par les véhicules* ». Il est nécessaire que cet objectif en 2023 soit réintroduit dans le projet de PPE, et décliné à l'échéance 2028, de sorte à atteindre respectivement 20% et 30% de bioGNV dans le GNV.

L'objet de cet amendement est de faire une place à la mobilité par le gaz et l'hydrogène au même titre que l'électromobilité conformément au plan de déploiement GNV et à la PPE publiée en 2016.

**Projet de décret relatif à la programmation
pluriannuelle de l'énergie**

-

Séance du 14 mai 2019

Article : 5

AMENDEMENT N° 1

présenté par l'AFG

Le I de l'article 5 du décret est remplacé par les dispositions suivantes :

« I.- L'objectif est de porter la part des énergies renouvelables à 10% de la consommation de gaz en 2030. Les objectifs de production de biogaz sont les suivants :

Production globale (en TWh)	2023	2028	
		Option basse	Option haute
Production totale*	16	32	40
Dont injection dans les réseaux	8	22 à 30	

».

Exposé des Motifs

La politique énergétique doit répondre à une triple exigence : lutter contre le changement climatique, garantir la sécurité d'approvisionnement et assurer la compétitivité de la France tout en préservant le pouvoir d'achat des consommateurs. Le gaz (naturel aujourd'hui, vert demain) a un rôle essentiel à jouer dans la transition énergétique puisqu'il peut se substituer aux énergies fossiles dans trois secteurs clés du mix : le système électrique, la chaleur et la mobilité.

Au regard de ces objectifs, l'AFG propose de fixer la part des énergies renouvelables inscrite dans le projet de décret à 10% de la consommation de gaz, soit 32 à 40 TWh de production totale de biogaz en 2028, dont 22 à 30 TWh injectés dans les réseaux.

D'autre part, au vu de la réelle dynamique en matière de production de biométhane en France (14 TWh inscrits au registre des capacités), il convient de revoir l'objectif 2023 de biogaz injecté dans les réseaux à 8 TWh, en cohérence avec l'objectif prévu par la PPE de 2016, pour favoriser l'émergence de cette filière.

**Projet de décret relatif à la programmation
pluriannuelle de l'énergie**

-

Séance du 14 mai 2019

Article : 6

AMENDEMENT N° 5

présenté par l'AFG

A l'article 6 :

- Remplacer "objectifs de développement de l'électromobilité" par "objectifs de développement de la mobilité propre"
- Ajouter 4 lignes au tableau :

Véhicules particuliers GNV	100 000	530 000
Véhicules utilitaires légers GNV	65 000	185 000
Bus / Cars GNV	9 000	22 000
Véhicules lourds GNV	60 000	150 000

- Remplacer la ligne sur le GNV dans le tableau relatif aux objectifs de déploiement des infrastructures de recharge pour carburant alternatif par :

GNV	410 stations pour véhicules légers	910 stations pour véhicules légers
	680 stations pour véhicules lourds	1300 stations pour véhicules lourds

Exposé des motifs

L'article 6 présente des « objectifs de développement de l'électromobilité ». Ces objectifs sont déclinés en nombres de véhicules électriques et hybrides rechargeables pour les segments de véhicules particuliers et les véhicules utilitaires légers, mais regroupe pour les poids lourds l'ensemble des solutions « à faibles émissions ». Ainsi, il paraît important de renommer ce tableau par « objectifs de développement des carburants alternatifs » englobant ainsi l'ensemble des carburants alternatifs au sens du décret 2017-1673 du 8 décembre 2017.

Par ailleurs, la Stratégie de Développement de la Mobilité Propre (SDMP), annexe n°1 du projet de décret relatif à la PPE, intègre également les solutions GNV sur chaque segment de véhicules industriels. Il convient de noter que ces objectifs retranscrits à l'article 6 du projet de décret relatif à la PPE sur chacun des segments sont nettement inférieurs aux scénarios portés au sein du plan de déploiement GNV réalisé par la filière et partagé fin 2017 avec les pouvoirs publics. Sur le segment du véhicule léger, non ciblé par l'article 6 du projet de décret, la Plateforme Française de l'Automobile (PFA) début 2019 a notamment projeté un parc de 12% de véhicules légers au GNV/bioGNV à horizon 2035.

Il est donc proposé que soit ajouté à l'article 6 du projet de décret relatif à la PPE un tableau spécifique fixant les « objectifs de développement de la mobilité GNV et bioGNV », conformément au plan de déploiement GNV réalisé par la filière et que soit revu à la hausse les objectifs de déploiement spécifique de recharge pour le GNV, en distinguant les stations pour véhicules particuliers de celles pour véhicules lourds.

**Projet de décret relatif à la programmation
pluriannuelle de l'énergie**

-

Séance du 14 mai 2019

Article : 7

AMENDEMENT N° 6

présenté par l'AFG

A l'article 7, ajouter :

Les objectifs pour le développement des carburants d'origine renouvelable dont le bioGNV sont les suivants :

Pour le bioGNV,

Soutenir le développement du bioGNV dans la perspective que le bioGNV représente 20 % des consommations de GNV en 2023 et 30 % des consommations de GNV en 2028.

Exposé des motifs

La PPE publiée en 2016 fixe un objectif d'incorporation de bioGNV dans le GNV à l'horizon 2023 à hauteur de 20%. Cet objectif a disparu du projet de décret relatif à la PPE publié le 25 janvier 2019. Cela est d'autant plus surprenant que le projet de décret rappelle « qu'il est important de développer l'usage du biogaz pour les véhicules ». Il est indispensable que cet objectif en 2023 soit réintroduit dans l'article 7 du projet de PPE, et décliné à l'échéance 2028, de sorte à atteindre respectivement 20% et 30% de bioGNV dans le GNV.

- Le tableau relatif aux objectifs de déploiement des infrastructures de recharge pour carburant alternatif est modifié comme suit pour l'électro-mobilité :

Echéance	31 décembre 2023	31 décembre 2028
Electricité	140 000 points de recharge publics	530 000 points de recharge publics

Exposé des Motifs

Dans sa rédaction actuelle, l'article 6 du projet de décret relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie présente les objectifs de développement du parc de véhicules propres et des infrastructures en carburant y afférentes. S'agissant de la mobilité électrique, les objectifs relatifs au développement du parc de véhicules électriques, y compris véhicules utilitaires légers, correspondent aux projections que l'UNELEG, à travers l'UFE, a pu réaliser en collaboration avec la plateforme de la filière automobile (PFA), mais ceux portant sur le développement des infrastructures ne sont pas cohérents avec ces valeurs. En effet, ils ne permettraient pas de respecter le ratio de 1 point de charge public pour 10 véhicules électrifiés (100 % électrique et hybride rechargeable), prévu dans la directive sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs de 2014.

L'objectif présenté au 31 décembre 2023 de 100 000 points de charge ouverts au public est identique à celui fixé pour 2022 dans le contrat stratégique de la filière automobile signé entre le Gouvernement et la PFA le 22 mai 2018. Or, ce nombre d'infrastructures de recharge des véhicules électriques (IRVE) publiques dans le CSF de la filière automobile correspond à un parc roulant de 1 million de véhicules électriques. Mais s'agissant de l'échéance 2023, au regard des objectifs relatifs au parc de véhicules électriques aboutissant à un total de 1 330 000 véhicules, un tel niveau de déploiement des IRVE publiques ne permettrait de respecter le ratio de 1 point de charge public pour 10 véhicules électrifiés.

En outre, la rédaction actuelle de l'article 6 ne précise pas d'objectif au 31 décembre 2028 en matière d'IRVE publiques. Pour autant, le déploiement des infrastructures de recharge publiques est un élément clé de l'accompagnement du développement de l'électromobilité. Disposer d'un objectif à l'horizon 2028 permet en outre d'apprécier les efforts à réaliser en termes de déploiement d'IRVE et de raccordement aux réseaux électriques.

L'amendement proposé permet de mettre en cohérence l'objectif de déploiement des points de charge publics au 31 décembre 2023 avec l'objectif d'électrification du parc automobiles et utilitaires légers afin de garantir le respect du ratio « 1 pour 10 » et de tenir compte du nombre de véhicules électriques en circulation. Il complète également l'article 6 grâce à un objectif de déploiement de points de charge publics au 31 décembre 2028 calculé par application du ratio « 1 pour 10 » au parc roulant de véhicules électriques à la même date.

- Le tableau relatif aux objectifs de déploiement des infrastructures de recharge pour carburant alternatif est modifié comme suit pour l'électro-mobilité :

Echéance	31 décembre 2023	31 décembre 2028
Electricité	140 000 points de recharge accessibles au public	530 000 points de recharge accessibles au public

Exposé des Motifs

Dans sa rédaction actuelle, l'article 6 du projet de décret relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie présente les objectifs de développement du parc de véhicules propres et des infrastructures en carburant y afférentes. S'agissant de la mobilité électrique, les objectifs relatifs au développement du parc de véhicules électriques, y compris véhicules utilitaires légers, correspondent aux projections que l'UFE a pu réaliser en collaboration avec la plateforme de la filière automobile (PFA).

Le déploiement des infrastructures de recharge accessibles au public est un élément clé de l'accompagnement du développement de l'électromobilité. Il est essentiel de veiller à ce que des objectifs de développement de points de recharge soient définis aux échéances de la PPE (2023 et 2028) pour apprécier les efforts à réaliser en termes de déploiement et de raccordement aux réseaux électriques de ces infrastructures et l'atteinte de l'objectif de déploiement des infrastructures de recharge émanant de l'article 41 de la loi de transition énergétique pour la croissance verte (7 millions de points de charge privés et accessibles au public). Il est également nécessaire que ces objectifs soient fixés en cohérence avec l'évolution projetée du développement parc de véhicules.

Au regard de ces principes, l'amendement proposé soutient :

- la révision à 140 000 du nombre de points de charge accessibles au public ciblé en 2023
Le maintien d'un cap fixé à 100 000 points de charge accessibles au public limiterait l'ambition au développement d'un point de charge accessible au public pour 14 véhicules électrifiés (100 % électrique et hybride rechargeable) en 2023. La révision proposée permettrait de fixer à cette échéance une ambition cohérente avec le ratio minimal de 1 point

de charge accessible au public pour 10 véhicules électrifiés mentionné dans la directive sur le déploiement d'une infrastructure pour carburants alternatifs de 2014

- L'ajout d'un objectif fixé de déploiement au 31 décembre 2028 fixé à 530 000 points de charge accessibles au public, calculé par application de ce même ratio

Séance du

14 mai 2019

AMENDEMENT N° 3

présenté par Total

Article : 9

A l'article 9, rédiger les premiers alinéas comme suit (**les ajouts apparaissent en gras**) :

« I. – L'article D141-12-6 du code de l'énergie est remplacé par les dispositions suivantes

« Le critère de défaillance du système électrique mentionné à l'article L. 141-7 est tel que

- La durée moyenne de défaillance annuelle est inférieure à trois heures, **et**,
- La durée moyenne de recours au délestage pour des raisons d'équilibre offre-demande est inférieure à deux heures »

Exposé des Motifs

L'article 9 du projet de décret vise à clarifier les critères relatifs à la sécurité d'approvisionnement en électricité, avec la définition d'un double critère de défaillance du système électrique : une durée moyenne de défaillance annuelle inférieure à 3 heures et une durée moyenne de recours au délestage pour des raisons d'équilibre offre-demande inférieure à deux heures.

L'amendement vise à clarifier que les deux critères sont bien cumulatifs, pour éviter toute ambiguïté et aller au bout de la clarification souhaitée.