

Avis du Comité de gestion des charges de service public de l'électricité sur le volet budgétaire de l'étude d'impact de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie de métropole continentale

Le Comité de gestion des charges de service public de l'électricité, saisi par le ministre d'Etat, ministre de la Transition Ecologique et Solidaire, par courrier en date du 18 mars 2019, pour avis sur le volet étude d'impact budgétaire du projet de PPE en matière de charges de service public de l'électricité ;

1. Salue le travail mené dans le cadre de l'étude d'impact de la PPE afin d'assurer une évaluation des charges de service public à la lumière des trajectoires retenues, en cohérence avec les méthodes établies par le Comité de gestion des charges de service public de l'électricité dans ses travaux¹. Le Comité considère pertinent la distinction opérée entre « les charges engagées » et « les charges à engager », mais recommande néanmoins de privilégier l'emploi de termes plus précis, à savoir d'une part « les charges restant à payer résultant d'engagements pris par l'Etat avant fin 2018 » et « les charges engendrées par de nouveaux engagements, pris à partir de début 2019 pour atteindre les ambitions de la PPE. Le Comité préconise également que les sous-jacents retenus pour identifier les coûts de production par filière et l'ensemble des hypothèses numériques puissent être présentés de manière synthétique en annexe de l'évaluation des charges.

2. Le Comité constate une évaluation cohérente des charges liées aux nouveaux engagements pour atteindre les objectifs du projet de PPE, mais qui reste marquée par une forte incertitude liée, d'une part à la variabilité des prix de marché de l'électricité et, d'autre part, aux coûts futurs des filières renouvelables. Si le Comité confirme la cohérence de l'étude d'impact, il recommande, pour la version finale de la PPE, de réactualiser la modélisation des charges et tableaux de chiffres du projet de PPE (p. 251 et 252), pour tenir compte des ajustements dans le cadre de l'évaluation des engagements au 31 décembre 2018 tels qu'ils ressortent du rapport annuel du Comité². Il préconise également d'intégrer les analyses d'impact des coûts de production sur l'évaluation des charges de la PPE détaillées dans le présent avis. Le Comité a réédité les tableaux en question avec les hypothèses et ajustements exposés dans son avis, pour les deux scénarios de prix de marché :

¹ <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/rapport-annuel-du-comite-gestion-des-charges-service-public-lelectricite>

² *Idem.*

Md€	Estimation du Comité			Estimation du projet de PPE
	PPE 2023	PPE 2028	TOTAL	Dépenses à engager pour atteindre les objectifs 2028
Eolien terrestre	3,9 - 4	3,8 - 9,5	7,7 - 13,5	12,8
Photovoltaïque	4,5 - 5,1	1,7 - 6,9	6,2 - 11,9	7,4
Eolien en mer	0	3,5 - 6,8	3,5 - 6,8	6,7
Biogaz	0,7	1,2	1,9	1,7
Hydraulique	0,1	0,5	0,7	1,1
Biomasse	0,6	0	0,6	0
Géothermie	0	0	0	0
TOTAL	9,9 - 10,5	10,7 - 24,9	20,5 - 35,4	30

Tableau : engagements futurs induits par les objectifs de la PPE – scénario de prix de marché « 56 €/MWh en 2028 »

Md€	Estimation du Comité			Estimation du projet de PPE
	PPE 2023	PPE 2028	TOTAL	Dépenses à engager pour atteindre les objectifs 2028
Eolien terrestre	6,3 - 6,4	13,9 - 19,6	20,3 - 26,1	25,3
Solaire	7,1 - 7,7	7,4 - 12,6	14,5 - 20,3	15,1
Eolien en mer	0	7,8 - 11,1	7,8 - 11,1	11
Biogaz	0,8	1,4	2,1	1,9
Hydraulique	0,2	0,7	0,9	1,4
Biomasse	0,7	0	0,7	0
Géothermie	0	0	0	0
TOTAL	15,2 - 15,8	31,2 - 45,4	46,4 - 61,2	55

Tableau : engagements futurs induits par les objectifs de la PPE – scénario de prix de marché « 42 €/MWh en 2028 »

Le Comité estime que les nouveaux engagements nécessaires à l'atteinte des objectifs fixés par le projet de PPE se situeront entre 21 et 61 Md€ sur l'ensemble de la durée des contrats de soutien, selon l'évolution des coûts de production des différentes filières concernées et des prix de marché de l'électricité.

Le Comité propose un chiffrage complet du coût direct de soutien des objectifs du projet de PPE restant à payer, pour les deux scénarios de prix de marché :

Md€	Restant à payer	
	Estimation du Comité	Estimation du projet de PPE
Engagements passés	103	103 ³
Nouveaux engagements	21 à 35	30
Total	123 à 138	133

Tableau : estimation du coût total induit par les objectifs du projet de PPE – scénario de prix de marché « 56 €/MWh en 2028 »

³ Ce chiffre intègre les estimations de charges restant à payer pour la cogénération telles que mentionnées pages 251 et 252 du projet de PPE, mais non incluses dans les tableaux de synthèse.

Md€	Restant à payer	
	Estimation du Comité	Estimation du projet de PPE
Engagements passés	114	113 ⁴
Nouveaux engagements	46 à 61	55
Total	160 à 175	168

Tableau : estimation du coût total induit par les objectifs du projet de PPE – scénario de prix de marché « 42 €/MWh en 2028 »

Le Comité précise qu'il convient de prendre en compte dans cette étude d'impact les sommes déjà payées entre 2002 et 2018 et ayant permis de participer au développement des installations pour lesquelles les engagements pris restent en grande partie encore à payer (entre 103 et 114 Md€), pour un montant total de 35 Md€, non chiffré dans l'estimation de l'impact budgétaire du projet de PPE.

Le Comité estime que le coût total des engagements induits par les objectifs du projet de PPE se situe entre 158 et 210 Md€ selon les trajectoires de coût de production des différentes filières ainsi que l'évolution des prix de marché de l'électricité à long terme. Le restant à payer est estimé entre 123 et 175 Md€ pour l'ensemble des énergies renouvelables électriques et la cogénération. Eu égard à la temporalité de conclusion des contrats de soutien et à leur durée, le paiement de ces charges s'étalera jusqu'en 2050.

3. Le Comité a analysé la sensibilité, au coût de production et au prix de marché, de l'impact budgétaire de la PPE en matière de charges de service public de l'électricité des nouvelles installations. Une variation de 1 €/MWh sur les coûts de production ou sur le prix de marché, à la hausse ou à la baisse, se traduit ainsi par une variation, des charges restant à payer d'environ 1,2 Md€. Si l'élasticité du coût des engagements aux coûts de production est identique à celle aux prix de marché, l'incertitude sur ces derniers est toutefois plus importante. Le Comité constate que les prix actuellement observés sur le marché à terme de l'électricité se situent dans la fourchette haute des scénarios de prix étudiés (56 €/MWh en 2028), tout en appelant l'attention sur la volatilité de ces prix qui pourrait dès lors conduire à un constat différent. Cette sensibilité aux prix de marché se traduit dans la répartition du coût à supporter entre consommateurs et contribuables.

La sensibilité de l'impact budgétaire de la PPE aux coûts de production ressentis met en évidence l'importance de disposer de mécanismes de soutien performants, à-même de capter au mieux les évolutions des coûts de production des filières pour minimiser l'impact budgétaire sur la collectivité nationale, tout en garantissant tout en garantissant l'atteinte des objectifs de la politique énergétique.

4. Le Comité observe que 3 filières représentent l'essentiel des charges : l'éolien terrestre, le photovoltaïque, et l'éolien en mer.

- Concernant la filière photovoltaïque, le Comité considère que si la poursuite du développement des petites installations en toitures via le maintien d'un mécanisme de soutien en guichet ouvert représente un volume relativement faible (à peine plus de 10 % du rythme anticipé pour l'ensemble de la filière)-, son impact budgétaire (entre 30 et 50 % de l'impact budgétaire des nouveaux engagements photovoltaïques) reste significatif du fait de ses coûts de production ressentis

⁴ Ce chiffre intègre les estimations de charges restant à payer pour la cogénération telles que mentionnées pages 251 et 252 du projet de PPE, mais non incluses dans les tableaux de synthèse.

élevés. Ce coût important doit être apprécié au regard de la valeur sociétale du petit photovoltaïque et de son impact en termes d'implication des citoyens dans la transition énergétique.

- Concernant la filière éolienne terrestre, le Comité rappelle que l'atteinte des objectifs du projet de PPE pour cette filière est basée sur l'hypothèse d'un maintien des premiers parcs en fonctionnement au-delà de leur contrat de soutien (15 ans), pour au moins cinq ans, sans renouvellement de parcs (*repowering*). Le Comité attire l'attention sur la nécessité de porter une vigilance particulière cette question pour l'éolien terrestre.

- Concernant la filière éolienne en mer, le Comité remarque que si les hypothèses d'évolution des coûts de production de l'éolien offshore se confirment et sous réserve qu'elles puissent effectivement être extrapolées sur les autres sites dont le développement sera organisé par les pouvoirs publics, la modération des charges qui en découlent serait susceptible de réinterroger l'ambition de cette filière dans la PPE.

Pour l'ensemble des filières, la sensibilité de l'impact budgétaire de la PPE en matière de charge de service public de l'électricité aux évolutions possibles du prix des matières premières, dont certaines sont déterminantes dans le coût de production des filières, doit rester un élément de vigilance. Si le Comité a défini des trajectoires de coûts des filières sans évolution du prix des matières premières, il a donné une illustration de son impact sur la filière éolienne *en mer* au regard des résultats du dialogue concurrentiel pour le développement d'un parc au large de Dunkerque.

5. Le Comité relève que les coûts de production des énergies renouvelables soutenues sont en baisse. Par rapport à 2018, le coût de production de l'ensemble du mix renouvelable devrait baisser d'environ 9 % à horizon 2023 et de 21 à 25 % à horizon 2028. Cette baisse est principalement portée par l'arrivée des nouveaux parcs photovoltaïques, substantiellement moins coûteux que leurs prédécesseurs⁵.

⁵ Cette baisse significative s'explique (1) par la baisse des coûts pour les nouvelles installations de taille équivalente à la taille moyenne des installations du stock et (2) par une plus forte proportion d'installations de grande taille (et donc moins coûteuses) parmi les installations nouvelles.



Rapport annexé à l'avis du Comité de gestion des charges de service public de l'électricité relatif au volet budgétaire de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie de métropole continentale

I. Contexte

Le Comité de gestion des charges de service public de l'électricité a été institué par la loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) avec pour mission le suivi et l'analyse prospective de l'ensemble des charges de service public de l'électricité. Placé auprès du ministre chargé de l'énergie, sa composition⁶ vise à garantir l'objectivité de ses évaluations. Le Comité a pour vocation d'éclairer les citoyens et parlementaires sur les engagements pluriannuels pris au titre de ces charges, notamment relatives au développement des investissements nécessaires pour la transition énergétique.

Le Comité a publié un premier rapport annuel en juin 2019⁷ dans lequel il présente les différents mécanismes de soutien aux énergies renouvelables et les charges générées, et dresse une estimation des charges futures correspondant à des engagements passés de l'Etat, ainsi qu'une estimation des engagements pris par l'Etat en matière de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération au gaz naturel en 2018 en métropole continentale.

En application du code de l'énergie (article L. 141-1), la programmation pluriannuelle de l'énergie établit par décret les priorités d'action des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie sur le territoire métropolitain continental. Cette programmation comporte une étude d'impact incluant un volet consacré aux charges de service public de l'électricité au titre du code de l'énergie (article L. 141-3). Conformément à ce même article, le Comité de gestion des charges de service public de l'électricité a été saisi par le ministre d'Etat, ministre de la Transition Ecologique et Solidaire par courrier en date du 18 mars 2019, pour émettre un avis sur le volet consacré aux charges de service public de l'électricité du projet de nouvelle PPE pour la métropole continentale.

II. Synthèse du volet budgétaire du projet de PPE dont est saisi le Comité

Le volet budgétaire du projet de PPE, sur lequel le Comité a été saisi, examine le coût du soutien à la production d'énergies renouvelables électriques. L'Etat soutient le différentiel entre le coût ressenti des filières (niveau de coût pris en considération dans les mécanismes de soutien) et le prix des marchés de gros de l'électricité. Le coût budgétaire est apprécié en fonction des coûts prévisionnels des filières et les projections d'évolution des prix de marché de l'électricité produite par les énergies renouvelables. Pour chaque filière, les perspectives d'évolution des coûts attendus sont présentées et suivies d'une évaluation du montant budgétaire de soutien. Ce montant est décomposé entre les coûts liés aux engagements antérieurs de l'Etat et les nouveaux coûts, pour le soutien des nouvelles capacités.

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. Deux scénarios de prix

⁶ Le Comité comprend trois personnes qualifiées respectivement pour leurs compétences dans les domaines des énergies renouvelables, des zones non-interconnectées et de la protection des consommateurs, ainsi que l'ensemble des institutions concernées par les charges de service public de l'énergie : parlementaires, Cour des comptes, administrations.

⁷ <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/rapport-annuel-du-comite-gestion-des-charges-service-public-lelectricite>

de l'électricité sont étudiés pour l'estimation des coûts de soutien public au développement de l'électricité renouvelable. D'après le projet de la nouvelle PPE :

- Dans un scénario de prix de marché de l'électricité moyen à 56 €/MWh en 2028, les charges annuelles totales de soutien à la production d'électricité renouvelable, passeraient de 4,8 Mds€ au titre de l'année 2018 à 6,8 Mds€ en 2023 et 7,2 Mds€ en 2028 pour le scénario de référence de développement des EnR. Les engagements correspondant sont de 30 Mds€, en faisant l'hypothèse d'un prix de l'électricité stable au-delà de 2030. Les montants additionnels consacrés au soutien à la cogénération, déjà engagés, qui étaient de 836 M€ en 2018, seront de 836 M€ en 2023 et de 374 M€ en 2028.
- En cas de prix de l'électricité à 42€/MWh en moyenne en 2028, les charges annuelles seraient de 7,1 Mds€ en 2023 et de 8,9 Mds€ en 2028 pour les énergies renouvelables, les engagements correspondant s'élevant alors à 55 Md€. Pour la cogénération, les charges annuelles seraient de 870 M€ en 2023 et de 426 M€ en 2028.

Ces éléments financiers et de méthodologie font l'objet du présent avis du CGCSPE.

III. Méthodologie du chiffrage du projet de PPE

Le chiffrage de la PPE, dont le Comité a été saisi, a été réalisé conformément à la méthodologie développée en parallèle par le CGCSPE dans le cadre de ses travaux en vue de la publication de son premier rapport⁸. Il permet notamment :

- d'évaluer l'impact des engagements pluriannuels sur l'ensemble de leur durée d'effet ;
- de distinguer les sommes déjà engagées du restant à engager pour atteindre les objectifs PPE.

Le Comité souligne que les engagements passés contribuent eux aussi à l'atteinte des objectifs PPE. L'atteinte des objectifs repose aussi bien sur les installations déjà engagées (existantes ou en développement) que sur celles qui seront engagées ultérieurement et mises en service d'ici 2028.

Le chiffrage des sommes déjà engagées a été réalisé dans le cadre du premier rapport annuel. Le présent avis se concentre donc dans les parties IV et V sur les engagements supplémentaires nécessaires à l'atteinte des objectifs, avant de faire la synthèse dans la partie VI de l'ensemble des charges de service public de l'énergie liées à l'atteinte des objectifs de la PPE, que ce soit au travers des engagements passés ou de nouveaux engagements.

Si la méthode utilisée pour établir le volet financier de la PPE correspond aux attentes du Comité, il est apparu nécessaire d'examiner la pertinence des hypothèses retenues et de proposer deux jeux d'hypothèses alternatifs en matière de coût de production ressenti des énergies renouvelables.

⁸ <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/rapport-annuel-du-comite-gestion-des-charges-service-public-lelectricite>

IV. Hypothèses retenues pour le chiffrage alternatif de l'impact budgétaire des nouveaux engagements

De manière simplifiée, le calcul des charges induites annuellement par un volume donné (en MW) se décompose comme suit⁹ :

$$\text{Charges}[\text{€}] = \text{Volume}[\text{MW}] \times \text{Productible}[\text{heures}] \times (\text{Coût de production} - \text{Prix de marché})[\text{€/MWh}]$$

Les hypothèses pour chacune des principales filières en termes de volume, de productible ou de coût de production sont détaillées dans la partie A. Les hypothèses de prix de marché sont, quant à elles, détaillées dans la partie B.

Tous les montants sont exprimés en euros courants.

A. Hypothèses retenues pour les principales filières

Le photovoltaïque, l'éolien terrestre et l'éolien en mer représentent environ 90 % des engagements futurs. L'analyse des hypothèses a donc porté exclusivement sur ces trois filières.

Afin de construire un scénario alternatif d'hypothèses, la section 1 s'attache à fixer les principaux points de méthode et la section 2 les détaille par filière.

1. Généralités sur la construction des hypothèses

Volumes

Les hypothèses de mises en service retenues pour les engagements futurs permettent d'atteindre les objectifs par filière tels que fixés dans le projet de PPE à horizons 2023 et 2028, en complément du stock existant et des mises en services latentes induites par des engagements passés. Les coûts pouvant être assez hétérogènes au sein d'une même filière selon la typologie d'installation et le mode d'attribution du soutien, les hypothèses tiennent compte d'une répartition selon les différents mécanismes (appels d'offres et arrêtés tarifaires) et leurs segmentations respectives (installations de petite, moyenne ou grande puissance, etc.).

Productibles

Les chiffrages d'engagements (en Md€) du projet de PPE intègrent implicitement des hypothèses de productible pour les différentes filières. Celles-ci n'étant pas connues, des hypothèses normatives par filière (ou par segment d'une filière) ont été retenues sur la base des productibles observés sur les installations récemment mises en service ou déclarés pour les installations en cours de développement.

Coûts de production ressentis

Ce terme désigne le prix auquel l'énergie est achetée dans un contrat d'obligation d'achat ou le prix de référence qui détermine le niveau du complément de rémunération.

L'évolution des coûts de production ressentis pour les différentes filières est difficile à anticiper pour le Comité. Elle dépend :

⁹ Le calcul des charges comprend également la prise en compte des revenus tirés du marché de capacité. Cette déduction a été prise en compte dans les calculs.

- de l'évolution des coûts réels des différentes filières, fonction notamment des avancées technologiques, des effets d'apprentissage, des effets d'économies d'échelles ou encore de l'évolution du coût des matières premières intervenant dans la fabrication des différents composants ;
- de la manière dont la puissance publique arrive à capter ce niveau de coût réel dans le niveau de soutien octroyé, soit au travers de procédures concurrentielles (appels d'offres, dialogues concurrentiels), soit au travers de tarifs administrés (guichet ouvert).

Les hypothèses retenues dans le cadre du projet de PPE ont fait l'objet d'une analyse particulière par le Comité qui a reconstruit des scénarios d'évolution des coûts de production ressentis selon la méthode suivante :

- S'agissant d'une mise en service dans le cadre d'un guichet ouvert, l'hypothèse de coût correspond au niveau de rémunération moyen tel que prévu par l'arrêté tarifaire en vigueur.
- Dans le cas d'une attribution au travers d'une procédure concurrentielle, la référence de coût correspond au prix de la dernière période pour laquelle le niveau de concurrence était satisfaisant. A ce prix sont appliqués deux scénarios d'évolution, « bas » et « haut », construits notamment au regard des études de l'ADEME.

Les deux scénarios de coûts qui en découlent visent à donner un encadrement crédible des engagements futurs nécessaires à l'atteinte des objectifs fixés par le projet de PPE.

Les hypothèses de coût de production des nouvelles puissances installées sont données en dehors des éventuelles indexations tarifaires appliquées pendant la durée du contrat. Celles-ci sont néanmoins prises en compte pour le calcul des charges, sur la base d'une hypothèse normative d'inflation de 2 %/an. Les chiffres affichés dans la section 2 correspondent aux coûts des nouveaux entrants pour les années 2023 et 2028. Les coûts des nouveaux moyens sur les années intermédiaires ont été construits selon une trajectoire de décroissance linéaire permettant d'atteindre ces valeurs.

2. Hypothèses pour chacune des trois filières principales

Photovoltaïque

Pour la filière photovoltaïque, le rythme prévu par le calendrier des appels d'offres du projet de PPE permet l'atteinte des objectifs en tenant compte d'une hypothèse de taux de chute de l'ordre de 10 %. S'agissant de la capacité sous arrêté tarifaire, un flux de mise en service annuel constant de 300 MW a été retenu, conformément à l'objectif fixé dans le projet de PPE.

Le productible retenu est de 1 100 heures de fonctionnement annuel pour les installations en toitures et de 1 250 heures pour les installations au sol¹⁰. On retient par ailleurs une hypothèse de perte annuelle de rendement de 0,5 %/an¹¹.

Le coût d'achat pour les petites toitures correspond à la moyenne - pondérée par les volumes - du niveau prévu par l'arrêté tarifaire en vigueur pour chaque sous-segment. A cette moyenne pondérée est ensuite appliquée la baisse trimestrielle prévue par l'arrêté en fonction des demandes de raccordement. Un seul scénario de coûts a donc été établi.

¹⁰ Les productibles s'entendent en heures équivalent pleine puissance et sont basés sur les productibles observés sur les installations récemment mises en service.

¹¹ Moyenne déclarée par les candidats aux dernières périodes de l'appel d'offres.

Pour les volumes mis en service dans le cadre d'appels d'offres, les hypothèses de baisses de coûts retenues sont les suivantes :

- Scénario « bas » :
 - pour les grandes toitures, baisse de 4 %/an jusqu'en 2028 ;
 - pour les centrales au sol, baisse de 6 %/an jusqu'en 2023, puis 3 %/an jusqu'en 2028 ;
- Scénario « haut » :
 - pour les grandes toitures, évolution nulle jusqu'en 2023, puis baisse de 2 %/an ;
 - pour les centrales au sol, évolution nulle jusqu'en 2023, puis baisse de 3 %/an.

Ces hypothèses sont basées sur les baisses de prix observées entre les différentes périodes des appels d'offres en vigueur organisés depuis 2016. L'hypothèse pour les centrales au sol tient également compte de la récente suppression du plafond de puissance pour les grands projets sur sites dégradés, qui devrait avoir un effet à la baisse sur les prix proposés.

Typologie	Projet de PPE		Nouveaux engagements				
	Objectif 2023 (GW en puissance cumulée)	Objectif 2028 (GW en puissance cumulée)	Rythme retenu (GW supplémentaire /an)	Coût de production ressenti 2023 (€/MWh)		Coût de production ressenti 2028 (€/MWh)	
				Bas	Haut	Bas	Haut
Petites toitures (arrêté tarifaire)	9	15 – 19,5	0,3	109		98	
Grandes toitures (appel d'offres)			0,6 à 0,8	69	78	56	71
Centrales au sol (appel d'offres)	11,6	20,6 – 25	1,7 à 1,8	50	60	43	52
TOTAL	20,6	35,6 – 44,5	2,6 à 2,9	64	73	55	64

Tableau 1 : hypothèses retenues pour la filière photovoltaïque

Eolien terrestre

Les conditions tarifaires de l'arrêté en cours (entre 74,8 et 76,8 €/MWh) sont assez éloignées des prix moyens observés dans l'appel d'offres (63 €/MWh à la 3^{ème} période). Il est donc nécessaire de retenir pour chacun des mécanismes de soutien, une hypothèse de développement de volumes et une hypothèse de coût de production différenciée.

S'agissant des puissances installées, le projet de PPE repose sur des volumes dégressifs développés sous arrêté en lien avec le projet d'arrêté présenté au Conseil supérieur de l'énergie le 14 mai qui vise à en réduire le périmètre¹². Les volumes mis en service chaque année sous appels d'offres tiennent

¹² Alors que l'arrêté actuel est ouvert à des installations dont chaque aérogénérateur a une puissance inférieure à 3 MW et comprenant jusqu'à 6 aérogénérateurs, le projet d'arrêté prévoit de modifier cette dernière condition en réservant l'accès au guichet ouvert aux installations comprenant jusqu'à 2 aérogénérateurs, sauf pour les sites sous contraintes.

compte du calendrier indiqué dans le projet de PPE et d'un taux de chute de 10 %, comme pour la filière photovoltaïque. La PPE fait également l'hypothèse, d'une part, que les parcs éoliens restent en service jusqu'à leur 20^{ème} année sans nouveau soutien après la 15^{ème} année, puis d'autre part, qu'une partie de ces parcs feront l'objet d'un « *repowering* » (renouvellement de parcs), entre 2024 et 2028.

Le productible retenu est de 2 600 heures de fonctionnement annuel¹³.

Les hypothèses de coûts de production ressentis pour les volumes mis en service dans le cadre d'appels d'offres, sont les suivantes :

- Scénario « bas » : baisse de 2 %/an jusqu'en 2028 ;
- Scénario « haut » : évolution nulle jusqu'en 2023, puis baisse de 0,5 %/an jusqu'en 2028.

S'agissant du *repowering*, le scénario « bas » prend en compte une décote de 10 % par rapport au coût des installations neuves développées sur sites vierges sous appel d'offres, les sites faisant l'objet d'un *repowering* étant parmi les plus performants. Le scénario « haut » est quant à lui identique.

Attribution	Projet de PPE		Nouveaux engagements				
	Objectif 2023 (GW en puissance cumulée)	Objectif 2028 (GW en puissance cumulée)	Rythme retenu (GW supplémentaire /an)	Coût de production ressenti 2023 (€/MWh)		Coût de production ressenti 2028 (€/MWh)	
				Bas	Haut	Bas	Haut
Arrêté tarifaire	24,6	34,1 – 35,6	De 0,1 à 1	76			
Appel d'offres			De 0,8 à 1,8	62	63	56	61
<i>Repowering</i>			De 0,1 à 0,8			47	61
TOTAL	24,6	34,1 – 35,6	Environ 2,8	66	67	57	62

Tableau 2 : hypothèses retenues pour la filière éolienne terrestre

Eolien en mer

L'objectif 2023 devrait intégralement être atteint via les volumes attribués lors des appels d'offres d'éolien en mer posé de 2011 et 2013 (la PPE fait l'hypothèse que 5 des 6 parcs seront alors mis en service). S'agissant des engagements futurs, le rythme retenu se répartit entre les technologies de l'éolien posé (représentant l'essentiel des volumes) et du flottant.

L'hypothèse de productible retenue pour l'ensemble de la filière par le Comité, qui estime ainsi cohérente l'hypothèse sous-jacente à l'étude d'impact du projet de PPE, est de 3 800 heures de fonctionnement annuel.

Il est assez difficile d'anticiper les coûts de production à long terme pour les deux technologies.

Pour l'éolien posé, les contraintes propres à chaque site (implantation, environnement, etc.) pourront conduire à des prix différents d'un parc à l'autre. Une amplitude de 20 €/MWh centrée autour du prix moyen du dialogue concurrentiel de Dunkerque (soit entre 40 et 60 €/MWh, contre une hypothèse sous-jacente au projet de PPE de 70, 65 puis 60 €/MWh pour les futures tranches attribuées) a donc été retenue par le Comité pour cette technologie.

S'agissant de l'éolien flottant, le Comité retient une hypothèse unique de 130 €/MWh.

¹³ Moyenne déclarée par les candidats aux dernières périodes de l'appel d'offres.

Technologie	Projet de PPE		Nouveaux engagements		
	Objectif 2023 (GW en puissance cumulée)	Objectif 2028 (GW en puissance cumulée)	Rythme retenu (GW supplémentaire /an)	Coût de production ressenti 2028 (€/MWh)	
				Bas	Haut
Posé	2,4	4,7 – 5,2	0,5 puis 1, puis 1	40	60
Flottant			3 x 0,25	130	

Tableau 3 : hypothèses retenues pour la filière éolienne en mer

B. Scénarios de prix de marché

1. Les prix déterminent les charges et la répartition des coûts entre le consommateur et le contribuable

Les mécanismes de soutien assurant aux producteurs EnR une rémunération stable de l'énergie en tenant compte de la valeur de marché de l'énergie produite, le montant financier du soutien est sensible à l'évolution des prix de marché. De ce fait, lorsque les prix de marché s'accroissent, les charges à payer pour ces installations diminuent et vice versa. Des hypothèses de prix de marché sont donc nécessaires pour évaluer l'impact budgétaire des engagements.

Le Comité tient à noter que la CSPE, contribution acquittée par les consommateurs sur les factures d'électricité qui historiquement finançait les charges du service public de l'électricité, n'est plus liée au financement des énergies renouvelables. Le cadre juridique de la contribution a été réformé. Il s'agit désormais d'une taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité dont le produit revient directement au budget général de l'Etat. Son taux est resté fixé à 22,5 €/MWh depuis le début de la mise en œuvre de la réforme des charges du service de l'énergie en 2016. Il résulte de cette réforme que l'évolution du coût du soutien au développement des énergies renouvelables électriques n'a plus d'impact sur la facture du consommateur d'électricité, mais sur le budget de l'Etat. Il convient de noter qu'une augmentation des prix de l'électricité sur les marchés de gros se traduit par une augmentation de la facture d'électricité des consommateurs et par une diminution du coût des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables, supporté par le contribuable (et vice-versa dans le cas d'une diminution des prix de l'électricité sur les marchés).

2. Les hypothèses de prix sont construites en cohérence avec l'évolution du mix énergétique sous-tendue par la PPE en fonction des prix captés par les différentes filières renouvelables

L'évaluation du Comité prend en compte l'ambition annoncée par le Gouvernement de poursuivre la diversification du mix énergétique en développant les énergies renouvelables dans la nouvelle programmation pluriannuelle de l'énergie.

Les deux hypothèses d'évolution des prix sur les marchés de l'électricité utilisées par le Comité dans son rapport sont identiques aux trajectoires utilisées dans le projet de PPE : un scénario où le prix moyen de l'électricité est de 56 €/MWh en 2028 et une variante où le prix moyen est de 42 €/MWh en

2028. Ces deux scénarios de prix de marché sont cohérents eu égard aux équilibres globaux du futur mix dessiné par la PPE et reposent sur des prix de vente « captés » en moyenne différents pour les filières solaire, éoliennes terrestre et en mer. Les prix de vente « captés » par les différentes filières tiennent compte de la répartition des heures de production de chacune des technologies, qui n'est pas homogène sur l'année, et conduit donc à un prix moyen différent du prix annuel moyen. A titre d'exemple, le prix « capté » par les installations photovoltaïques est formé sur les heures d'ensoleillement. Le prix de marché est par ailleurs considéré comme constant (en euros courant) au-delà de 2030.

Les productions solaires et éoliennes sont variables selon les horaires. La moyenne pondérée du prix spot, suivant la production de ces différentes filières, est différente de la moyenne à l'échelle du marché.

3. Prévoir les prix de marché demeure un exercice complexe

Il convient de noter que l'évolution des prix de marché est par nature difficile à anticiper. En pratique, ces prix s'avèrent très volatiles et connaissent des retournements de tendance. A titre d'exemple, entre 2015 et 2017 pour une livraison en 2018, les prix de marché constatés ont varié entre 25 et 44 €/MWh en moyenne. La tendance constatée en 2019 pour une livraison en 2020 est en hausse, les prix de marchés sont de l'ordre de 50 €/MWh. Ils ont même dépassé 60 €/MWh en janvier. Le Comité constate que les prix actuellement observés sur le marché à terme de l'électricité se situent pour l'instant dans la fourchette haute des scénarios de prix étudiés (56 €/MWh en 2028), tout en avertissant sur la volatilité de ces prix.

V. 1^{er} constat : une évaluation cohérente des charges liées aux nouveaux engagements pour atteindre les objectifs du projet de PPE, mais qui reste marquée par une forte incertitude

A. Engagements pluriannuels totaux

Les tableaux ci-dessous présentent, pour chaque scénario de prix de marché, les nouveaux engagements induits par les objectifs fixés dans le projet de PPE pour chaque filière. Pour les trois filières principales, les fourchettes correspondent aux scénarios « bas » et « haut » explicités dans la section précédente. Les résultats sont comparés aux estimations du projet de PPE.

Md€	Estimation du Comité			Estimation du projet de PPE
	PPE 2023	PPE 2028	TOTAL	Dépenses à engager pour atteindre les objectifs 2028
Eolien terrestre	3,9 - 4	3,8 - 9,5	7,7 - 13,5	12,8
Photovoltaïque	4,5 - 5,1	1,7 - 6,9	6,2 - 11,9	7,4
Eolien en mer	0	3,5 - 6,8	3,5 - 6,8	6,7
Biogaz	0,7	1,2	1,9	1,7
Hydraulique	0,1	0,5	0,7	1,1
Biomasse	0,6	0	0,6	0
Géothermie	0	0	0	0
TOTAL	9,9 - 10,5	10,7 - 24,9	20,5 - 35,4	30

Tableau 4 : engagements futurs induits par les objectifs de la PPE – scénario de prix de marché « 56 €/MWh en 2028 »

Md€	Estimation du Comité			Estimation du projet de PPE
	PPE 2023	PPE 2028	TOTAL	Dépenses à engager pour atteindre les objectifs 2028
Eolien terrestre	6,3 - 6,4	13,9 - 19,6	20,3 - 26,1	25,3
Solaire	7,1 - 7,7	7,4 - 12,6	14,5 - 20,3	15,1
Eolien en mer	0	7,8 - 11,1	7,8 - 11,1	11
Biogaz	0,8	1,4	2,1	1,9
Hydraulique	0,2	0,7	0,9	1,4
Biomasse	0,7	0	0,7	0
Géothermie	0	0	0	0
TOTAL	15,2 - 15,8	31,2 - 45,4	46,4 - 61,2	55

Tableau 5 : engagements futurs induits par les objectifs de la PPE – scénario de prix de marché « 42 €/MWh en 2028 »

Le Comité estime que les nouveaux engagements nécessaires à l'atteinte des objectifs fixés par le projet de PPE se situeront entre 21 et 61 Md€ sur l'ensemble de la durée des contrats de soutien, selon l'évolution des coûts de production des différentes filières concernées et des prix de marché de l'électricité.

Observations générales

L'amplitude liée à l'incertitude sur les coûts de production est importante (environ 15 Md€), quel que soit le scénario de prix de marché. Ces coûts dépendent d'un grand nombre de facteurs pouvant se compenser ou se conjuguer : niveau de concurrence, vitesse d'apprentissage des filières, fluctuation du cours des matières premières¹⁴, etc.

L'amplitude liée à l'évolution des prix de marché est encore plus conséquente (environ 26 Md€). Les engagements sont, par définition, constitués intégralement de montants restant à payer. Cette sensibilité très forte s'explique par des coûts de production en baisse sur les filières les plus matures, qui représentent l'essentiel de l'effort budgétaire, se rapprochant de plus en plus des prix de marché anticipés.

¹⁴ Ce paramètre peut avoir un effet à la hausse sur les coûts de production. Il n'a cependant pas été pris en compte dans les différents scénarios.

Ces engagements sont principalement induits par le soutien aux filières éolienne terrestre (38 à 44 %), photovoltaïque (30 à 34 %) et éolienne en mer (17 à 19 %). Pour ces trois filières, les estimations d'impact budgétaire du projet de PPE ne sont pas centrées dans les fourchettes d'engagements estimées par le Comité, mais plutôt proches des bornes basses (photovoltaïque) ou haute (éolien terrestre et en mer).

Eolien terrestre

L'impact budgétaire des nouveaux engagements pour la filière éolienne terrestre, tel que chiffré dans le projet de PPE, est légèrement inférieur à la borne haute simulée par le Comité.

En revanche, le Comité estime que le niveau de ces engagements pourrait être bien inférieur à la valeur estimée dans le projet de PPE si les coûts de la filière poursuivent leur baisse sur la base du prix moyen des lauréats de la dernière période de l'appel d'offres en cours de 63 €/MWh et si les nouveaux parcs construits en remplacement d'un parc existant sont soutenus au travers d'un mécanisme de soutien qui permet de capter un moindre coût de production.

Il convient par ailleurs de rappeler que l'atteinte des objectifs du projet de PPE pour la filière éolienne est basée sur l'hypothèse d'un maintien des premiers parcs en fonctionnement au-delà de leur contrat de soutien (15 ans), pour au moins cinq ans, sans *repowering*. Ces parcs, dont les contrats de soutien arriveront (ou sont arrivés) à échéance entre 2018 et 2028, représentent près de 8 GW de capacité cumulée. Pendant 5 ans, leur production contribue donc à l'atteinte des objectifs de la PPE sans engendrer de charges supplémentaires. A l'inverse, les charges calculées ne tiennent pas compte d'un *repowering* anticipé. La question du *repowering* mérite donc une vigilance particulière.

Enfin, comme pour les autres filières, les fourchettes d'engagements ont été établies en faisant l'hypothèse d'une stabilité du coût des matières premières.

Photovoltaïque

L'évaluation de l'impact budgétaire de la filière photovoltaïque dans le projet de PPE se rapproche des scénarios bas du Comité, entre 7 et 15 Md€ selon le scénario de prix de marché.

Néanmoins, le Comité estime que les engagements liés à cette filière pourraient être plus élevés.

Si la poursuite du développement des petites installations en toitures via le maintien d'un mécanisme de soutien en guichet ouvert représente un volume relativement faible (à peine plus de 10 % du rythme anticipé pour l'ensemble de la filière), son impact budgétaire reste significatif du fait de ses coûts de production ressentis élevés. Celui-ci est estimé entre 3,7 et 4,5 Md€ selon le scénario de prix de marché, soit entre 30 et 50 % de l'évaluation incluse dans le projet de PPE.

Ce coût important doit être apprécié au regard de la valeur sociétale du petit photovoltaïque et de son impact en termes d'implication des citoyens dans la transition énergétique.

Eolien en mer posé

Comme pour la filière terrestre, l'impact budgétaire du projet de PPE pour la filière éolienne en mer est proche de la fourchette haute du Comité.

En revanche, le Comité estime que le niveau de ces engagements pourrait être inférieur à la valeur estimée dans le projet de PPE au regard des résultats récents du dialogue concurrentiel pour le parc de Dunkerque, où le coût de production ressenti est inférieur de plus de 20 €/MWh au coût de production sous-jacent à l'évaluation budgétaire du projet de PPE. De tels coûts de production

induisent des charges très faibles, voire négatives¹⁵ sur certaines années lorsque le prix de marché devient plus élevé.

Si les hypothèses d'évolution des coûts de production de l'éolien offshore se confirment et peuvent être extrapolées sur les autres sites dont le développement sera organisé par les pouvoirs publics, la modération des charges qui en découlent serait susceptible de réinterroger l'ambition de cette filière dans la PPE.

En outre, il convient de noter que le cahier des charges du dialogue concurrentiel pour un parc au large de Dunkerque assure au lauréat une couverture contre le risque d'évolution des coûts de construction liés aux matières premières, ainsi qu'une couverture contre les variations du taux sans risque via un recalage du tarif de référence au moment du bouclage financier. L'ajustement des tarifs selon ces deux mécanismes est susceptible de faire varier les charges totales induites.

À titre d'exemple, une hausse de 300 points de base des taux sans risque conduirait à une hausse subséquente du tarif de référence. Les charges de service public augmenteraient dès lors de l'ordre de 350 M€ sur 20 ans, toutes choses égales par ailleurs. De même, en cas de doublement du prix du cuivre et de l'acier entre la date de remise de l'offre et la purge de tout recours des différentes autorisations administratives, les charges de service public de l'énergie augmenteraient de l'ordre de 340 M€ sur 20 ans.

Ces risques d'augmentation sont à comparer avec le gain permis par le passage d'un coût de production de l'ordre de 60-70 €/MWh dans le projet de PPE à un coût ressenti à 40-60 €/MWh dans les estimations du Comité, ces fourchettes ne tenant compte que des coûts actuels observés et d'éventuelles évolutions propres à la filière (pression concurrentielle, effet d'apprentissage, etc.).

B. Chroniques de charges

Le graphique ci-dessous présente les chroniques de charges annuelles estimées pour les différents scénarios de coûts de production ressentis (« bas » et « haut ») et de prix de marché, entre 2021 et 2050.

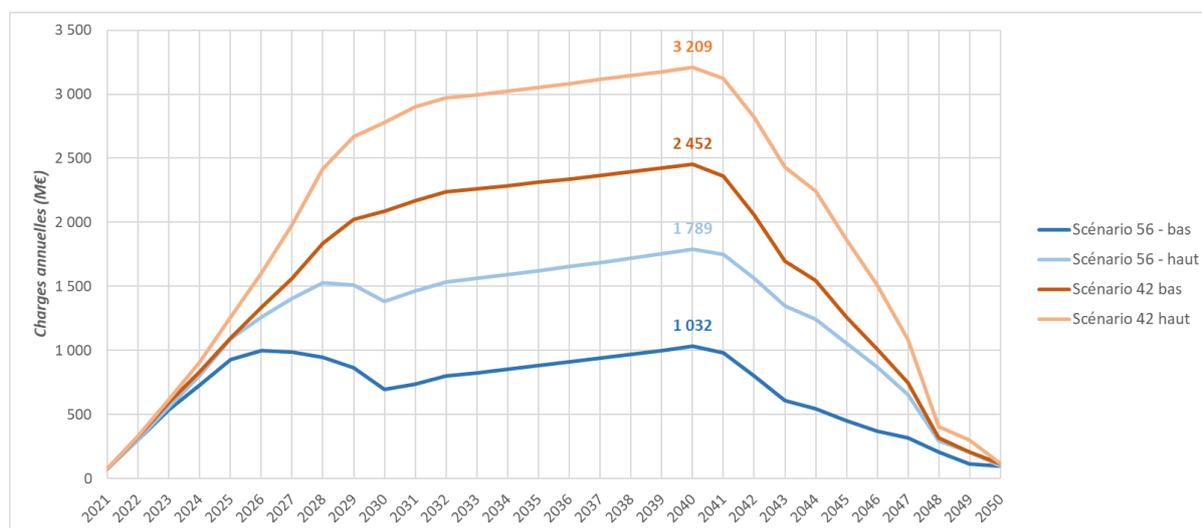


Figure 1 : chronique de charges annuelles estimées pour l'ensemble de scénarios

Les charges annuelles induites par les nouveaux engagements nécessaires à l'atteinte des objectifs de la PPE 2019-2028 devraient globalement croître entre 2021 et 2040, du fait du déploiement de

¹⁵ Des charges négatives correspondent à un versement du producteur au budget de l'Etat à hauteur de l'écart entre le prix de marché et son prix de vente de référence.

nouvelles capacités sur cette période, pour un pic estimé entre 1 et 3,2 Md€. Au-delà, les charges devraient progressivement diminuer jusqu'à la fin des derniers contrats pour l'éolien en mer, en 2050.

La légère baisse observée entre 2027 et 2030 pour le scénario de prix de marché « 56 €/MWh en 2028 » traduit principalement l'évolution soutenue du prix de marché sur cette période, plus rapide que l'indexation annuelle des coûts de production pour les différentes filières.

C. Elasticité aux coûts de production ou au prix de marché

Le tableau suivant montre l'effet d'une baisse ou d'une hausse de 1 €/MWh du coût de production des différentes filières sur les engagements induits.

Filière	Impact d'une baisse/hausse des coûts de production ou des prix de marché (valeur absolue)
Eolien terrestre	835 M€ (6%)
Solaire	87 M€ (1%)
Eolien en mer	270 M€ (4%)
Biogaz	14 M€ (1%)
Hydraulique	19 M€ (3%)
Biomasse	9 M€ (1%)
Géothermie	0
TOTAL	1 234 M€ (3%)

Tableau 5 : illustration de l'élasticité des engagements au coût de production des filières – scénario de prix de marché « 56 €/MWh en 2028 »

Une variation de 1 €/MWh sur les coûts de production ou sur le prix de marché à la hausse ou à la baisse se traduit ainsi par une variation du coût total des engagements d'environ 1,2 Md€.

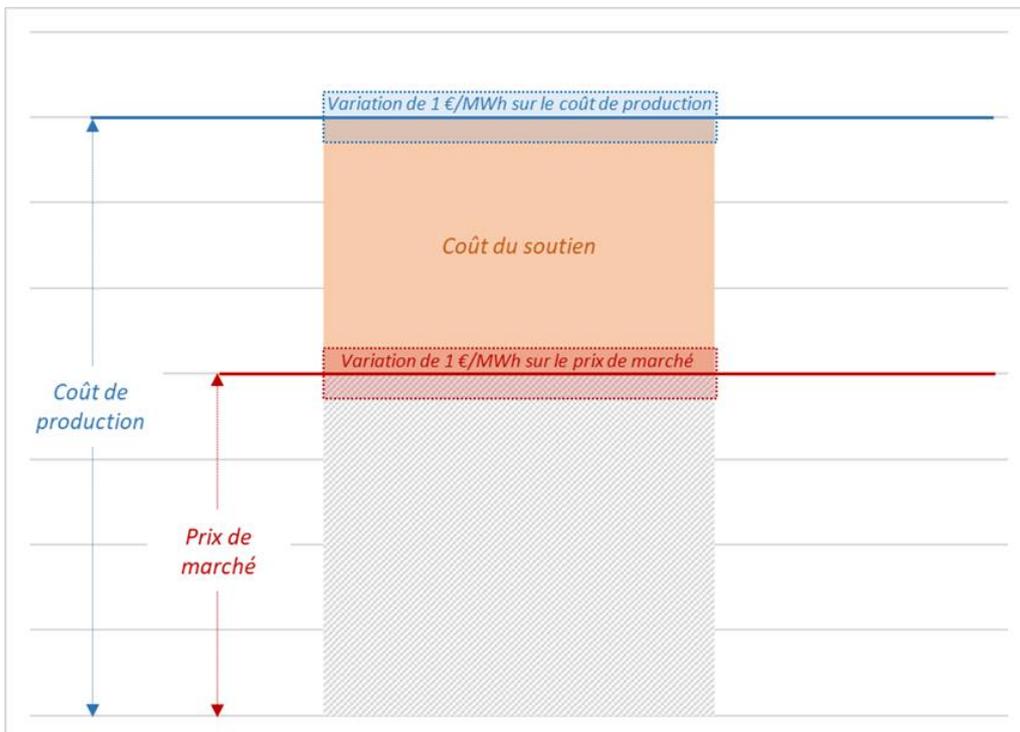


Figure 2 : illustration de l'élasticité des engagements aux coûts de production ou au prix de marché

L'élasticité des engagements aux coûts de production est identique à celle aux prix de marché. Il convient cependant de noter que :

- Les prix de marché étant très volatils par nature, l'incertitude quant à leur évolution, en particulier à long terme, est plus importante. Si une augmentation des prix se traduit par une baisse du coût direct de soutien pour le budget de l'Etat, elle induit par ailleurs une augmentation symétrique de la facture d'électricité pour les consommateurs (et inversement). Les variations de prix de marché n'ont donc pas d'impact sur le coût global à supporter et affectent uniquement la répartition de ce coût entre contribuables et consommateurs finals d'électricité.
- Pour les coûts de production, l'incertitude est moins importante. A l'inverse des prix de marché, c'est le coût global à supporter pour la collectivité nationale qui en dépend, et non sa répartition entre les consommateurs et le budget de l'Etat.

VI. 2^{ème} constat : synthèse des charges liées à l'atteinte des objectifs du projet de PPE au travers des engagements passés et des nouveaux engagements

A. Engagements passés et futurs

Comme rappelé dans la partie III, le coût induit par les objectifs du projet de PPE se compose non seulement des engagements futurs présentés précédemment, mais également des engagements passés, estimés par le Comité dans le cadre de son premier rapport annuel¹⁶. Les tableaux ci-dessous reprennent ces estimations et proposent un chiffrage complet du coût direct de soutien des objectifs du projet de PPE restant à payer, pour les deux scénarios de prix de marché.

Md€	Restant à payer	
	Estimation du Comité	Estimation du projet de PPE
Engagements passés	103	103 ¹⁷
Nouveaux engagements	21 à 35	30
Total	123 à 138	133

Tableau 6 : estimation du coût total induit par les objectifs du projet de PPE – scénario de prix de marché « 56 €/MWh en 2028 »

Md€	Restant à payer	
	Estimation du Comité	Estimation du projet de PPE
Engagements passés	114	113 ¹⁸
Nouveaux engagements	46 à 61	55
Total	160 à 175	168

Tableau 7 : estimation du coût total induit par les objectifs du projet de PPE – scénario de prix de marché « 42 €/MWh en 2028 »

Il convient d'ajouter à ces chiffrages les sommes déjà payées entre 2002 et 2018 et ayant permis de participer au développement des installations pour lesquelles les engagements pris restent en grande

¹⁶ <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/rapport-annuel-du-comite-gestion-des-charges-service-public-lelectricite>

¹⁷ Ce chiffre intègre les estimations de charges restant à payer pour la cogénération telles que mentionnées pages 251 et 252 du projet de PPE, mais non incluses dans les tableaux de synthèse.

¹⁸ *Idem.*

partie encore à payer (entre 103 et 114 Md€), pour un montant total de 35 Md€, non chiffré dans l'estimation de l'impact budgétaire du projet de PPE.

Le coût total des engagements induits par les objectifs du projet de PPE est ainsi estimé entre 158 et 210 Md€ selon les trajectoires de coût de production des différentes filières ainsi que l'évolution des prix de marché de l'électricité à long terme. Le restant à payer est estimé entre 123 et 175 Md€ pour l'ensemble des énergies renouvelables électriques et la cogénération.

Si les chiffrages du projet de PPE se situent en moyenne dans les fourchettes estimées par le Comité, cette dernière relève néanmoins quelques écarts pour les nouveaux engagements au titre des principales filières, explicités dans la partie V.

B. Chroniques de charges

Les graphiques ci-dessous présentent, pour chacun des deux scénarios de prix de marché, les chroniques de charges annuelles estimées restant à payer pour l'ensemble des engagements, passés et futurs, induites par les objectifs du projet de PPE. Sur chaque graphique sont représentées les fourchettes haute et basse des chroniques liées aux nouveaux engagements, en fonction des hypothèses d'évolution des coûts de production des filières.

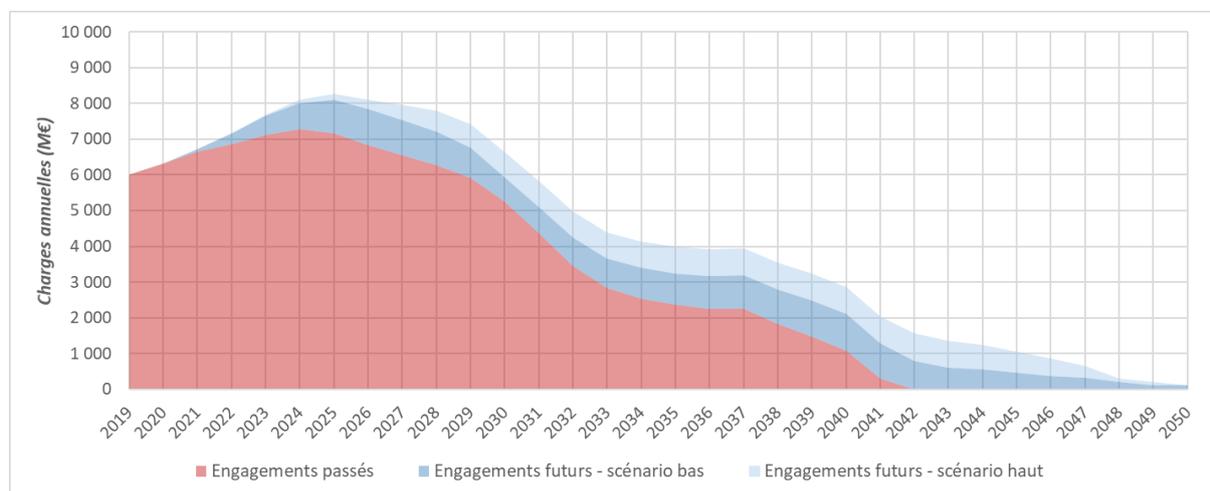


Figure 3 : chronique de charges annuelles estimées pour l'ensemble du restant à payer – scénario de prix de marché « 56 €/MWh en 2028 »

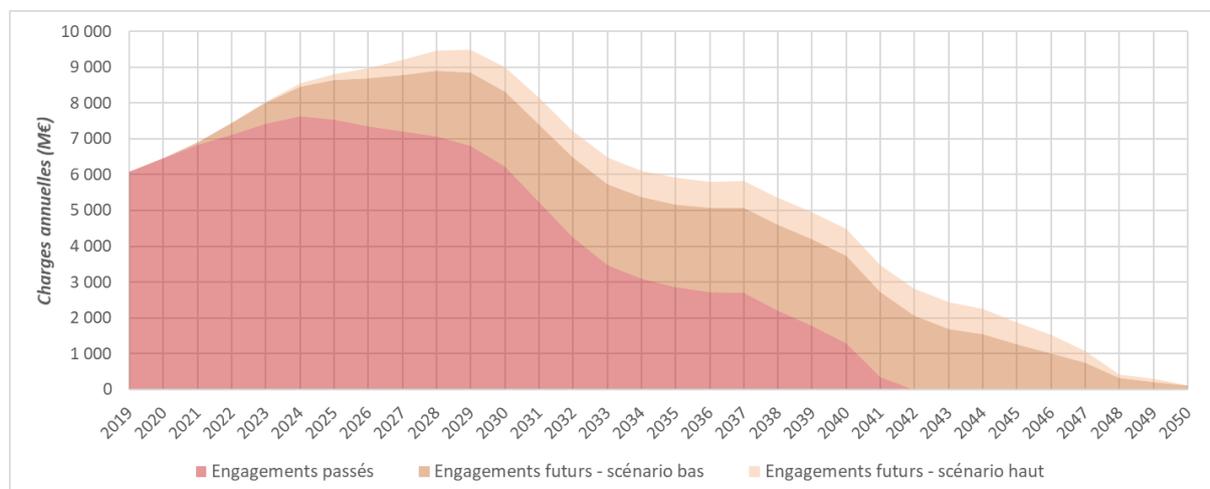


Figure 4 : chronique de charges annuelles estimées pour l'ensemble du restant à payer – scénario de prix de marché « 42 €/MWh en 2028 »

Les charges annuelles induites par les objectifs du projet de PPE devraient culminer entre 8 et 9,5 Md€, entre 2025 et 2029, selon les trajectoires de coûts de production ressentis et le scénario d'évolution des prix de marché.

C. Coût de production du mix renouvelable aux horizons de la PPE

Le tableau ci-dessous présente le coût de production ressenti des principales filières et du mix renouvelable soutenu en 2018, ainsi qu'à horizon 2023 et 2028, selon les deux scénarios envisagés par le Comité. Les valeurs sont données en euros courants.

€/MWh	2018	Estimations du Comité			
		2023		2028	
		<i>Bas</i>	<i>Haut</i>	<i>Bas</i>	<i>Haut</i>
Eolien terrestre	87,9	86,1	86,1	72,7	76,5
Photovoltaïque	310,9	176,2	177,0	124,6	131,3
Eolien en mer		147,9	147,9	119,9	124,5
Toutes filières¹⁹	135,4	123,1	123,3	102,1	106,5

Tableau 8 : coûts de production des principales filières et de l'ensemble du mix électrique renouvelable soutenu en 2018, 2023 et 2028

A horizon 2023, la forte proportion de volumes dont les prix sont déjà connus (stock historique ou engagements passés non-encore mis en service) rend le coût de production ressenti peu sensible aux deux trajectoires envisagées par le Comité pour les futurs engagements. Le coût de production de l'ensemble du mix renouvelable devrait baisser d'environ 9 % par rapport au coût 2018, cette baisse étant principalement portée par l'arrivée des nouveaux volumes photovoltaïques, substantiellement moins coûteux que leurs prédécesseurs²⁰.

La baisse du coût de production moyen est estimée entre 21 et 25 % entre 2018 et 2028. Si à cet horizon de temps, les volumes photovoltaïques pré-moratoires continueront de tirer le coût moyen vers le haut jusqu'aux premières sorties de contrat significatives (soit à compter de 2030), l'entrée massive de nouvelles installations présentant un coût bien inférieur permet d'entraîner cette baisse.

Les chiffres présentés ci-dessus correspondent aux coûts du mix renouvelable soutenu. Ils ne tiennent donc pas compte du maintien des premiers parcs éoliens en fonctionnement au-delà de leur contrat de soutien de 15 ans. En considérant une production de ces parcs pendant 5 ans supplémentaires en dehors de tout cadre de soutien et à coût nul, le Comité estime le coût de production moyen de la filière à environ 78 €/MWh en 2023 et entre 65 et 69 €/MWh en 2028, soit environ 8 €/MWh en-dessous du coût de production ressenti pour le parc soutenu uniquement.

¹⁹ Les moyennes pondérées « toutes filières » intègrent également les coûts de production ressentis pour les filières hydraulique, biomasse et biogaz soutenues.

²⁰ Cette baisse significative s'explique (1) par la baisse des coûts pour les nouvelles installations de taille équivalente à la taille moyenne des installations du stock et (2) par une plus forte proportion d'installations de grande taille (et donc moins coûteuses) parmi les installations nouvelles.