

Rapport annuel du
Comité de gestion des charges
de service public de l'électricité
(CGCSPE) n°2

Exercice 2019

Table des matières

Synthèse et recommandations	2
I. Introduction.....	5
A. Contexte	5
B. Périmètre du rapport	7
C. Contenu du rapport	7
D. Travaux du Comité	7
II. Rappels fondamentaux et méthodologiques du 1 ^{er} rapport annuel du Comité	10
A. Missions et composition du Comité de gestion	10
B. Remarques sémantiques et méthodologiques	11
1. Remarque sémantique sur l'acronyme CSPE.....	11
2. Remarque sur le périmètre des charges de service public de l'énergie.....	12
3. Remarque méthodologique sur le calcul des charges à compenser	13
C. Présentation des différents mécanismes de soutien et des charges engendrées	14
1. Présentation des différents types de mécanismes de soutien aux EnR.....	14
2. Historique des charges	18
III. Evaluation de l'impact financier des engagements existants à fin 2019.....	21
A. Approche méthodologique	21
1. Notion d'engagement.....	21
2. Coût évité	22
B. Hypothèses centrales utilisées	22
C. Evaluation de l'impact financier des engagements	25
D. Engagements pris au cours de l'année 2019	30
E. Explication des évolutions des engagements entre fin 2018 et fin 2019	32
F. Détail des charges par année correspondant aux engagements existants	33
G. Analyse de sensibilité	35
IV. Programme de travail du Comité	37
A. S'agissant des zones non interconnectées	37
B. S'agissant de la prochaine édition du rapport annuel	37
ANNEXE 1 – Glossaire.....	38
ANNEXE 2 – Table des figures	39

Synthèse et recommandations

Le Comité des charges de service public de l'électricité a pour vocation d'éclairer les citoyens et parlementaires, sur les différents engagements pluriannuels pris au titre des charges de service public de l'énergie (électricité et gaz).

Au terme de ce second rapport sur l'exercice 2019, le Comité a de nouveau priorisé son analyse sur les charges de soutien aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération au gaz naturel en métropole continentale et intégrant le soutien à l'injection de biométhane (charges de service public du gaz). Dans ce cadre, le Comité entre autres :

- souligne que son évaluation 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. Néanmoins, il convient de noter que l'évolution des prix de marché est par nature difficile à anticiper. En pratique, ces prix s'avèrent très volatils et connaissent des retournements de tendance. À titre d'exemple, sur l'année 2019, le prix de marché de l'électricité *spot* mensuel moyen a varié entre 29 et 61 €/MWh.
- présente quelques éléments de contexte sur les marchés de l'énergie et l'évolution des prix suite à la crise sanitaire et économique de début 2020 mais rappelle que l'objet du rapport porte sur l'évaluation des engagements pris au titre des charges de service public de l'énergie existants à fin 2019.
- rappelle que l'évaluation ne concerne pas l'engagement maximum de l'État, mais un engagement probable sur la base des taux de chutes moyens observés sur les différentes filières (demandes de contrats dans le cadre de guichets ouverts n'aboutissant pas et abandons de projets lauréats d'appels d'offres).
- souligne l'absence de nouveaux engagements pour le soutien à la cogénération au gaz naturel en 2019.
- informe que les dépenses des charges de service public de l'énergie exécutées jusqu'à présent sur le compte d'affectation spéciale transition énergétique et financées par une fraction de la TICPE et de la TICC seront dès 2021 à la charge du budget général et regroupées avec les dépenses du programme 345 « Service public de l'énergie » dans son nouveau périmètre.

Les principales conclusions ressortant des évaluations du Comité sont :

- Le coût total des engagements pris par l'État entre le début des années 2000 et fin 2019 en matière de dispositifs de soutien aux énergies renouvelables électriques, à la cogénération au gaz naturel en métropole continentale, et financés au titre des charges de service public de l'énergie, est compris entre 140 et 154 Md€ (hors biométhane injecté).
- Sur ces montants, entre 102 et 116 Md€ restent à payer dans les années à venir selon une chronique qui, eu égard aux dates d'engagements et à la durée des contrats, s'étale jusqu'en 2046. Le montant déjà payé, environ 38 Md€, représente donc de l'ordre d'un quart du coût global de ces engagements.
- Sur ces 140 à 154 Md€, les filières représentant le principal coût demeurent le photovoltaïque pré-moratoire (environ 40 Md€), l'éolien terrestre (entre 28 et 33 Md€), l'éolien en mer (entre 23 et 27 Md€) et le photovoltaïque post-moratoire (entre 18 et 21 Md€). Ces 4 filières représentent plus des trois-quarts du coût total des dispositifs de soutien.

- Le coût des engagements induits par les contrats de soutien à l'injection de biométhane représente environ 8 Md€, soit, aujourd'hui, moins de 6 % du soutien aux EnR électriques et à la cogénération au gaz naturel. Le Comité souligne la forte dynamique de la filière qui, si elle se poursuit, pourrait conduire à des engagements supplémentaires substantiels sur les années à venir.
- Les engagements pris par l'État au cours de l'année 2019 pour les énergies renouvelables électriques se situent entre 5,6 et 8,9 Md€, tous dispositifs confondus, soit 0,5 à 2,1 Md€ supérieurs à ceux pris au cours de l'année précédente. Les filières éolienne terrestre et photovoltaïque représentent environ les trois-quarts de ces nouveaux engagements.
- Le Comité estime les engagements pris par l'État sur l'année 2019 pour le soutien au biométhane injecté à environ 4 Md€.
- Le reste à payer des engagements pris avant fin 2019 se traduit par des charges annuelles, qui :
 - croîtront entre 2020 et 2025 d'environ 6,2 à 7,7 Md€ (scénario 56€/MWh¹) sous l'effet de la mise en service de projets déjà engagés, et en particulier des projets éoliens en mer ;
 - avant de connaître une baisse notable, d'environ 50 % entre 2029 et 2033, en particulier sous l'effet (i) de l'arrivée à échéance relativement concentrée des contrats photovoltaïques pré-moratoire qui représentent – à plein régime, jusqu'en 2029 – des charges annuelles de l'ordre de 2 Md€, et (ii) de l'arrivée à échéance progressive des contrats éoliens terrestres ;
 - décroîtront moins fortement entre 2033 et 2037 (autour de 2,5 Md€ par an entre ces deux bornes), année après laquelle les charges annuelles diminueront sous l'effet de l'arrivée à échéance des contrats éoliens en mer, qui en régime permanent, auront représenté de l'ordre de 1,3 Md€ par an.

Le Comité rappelle que s'ajouteront à cette chronique les montants induits par les nouveaux contrats engagés à compter du 1^{er} janvier 2020 et nécessaires à l'atteinte des objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie. Ces engagements complémentaires ont fait l'objet d'un chiffrage dans l'avis du Comité sur le projet de PPE publié à l'été 2019².

Une variation de 1 €/MWh à la hausse ou à la baisse des prix de marché sur la période 2020 à 2046 se traduit par une variation des restes à payer au titre des engagements pris jusqu'à fin 2019 pour le soutien aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération en métropole d'environ 1,2 Md€ dans les deux scénarios, soit de l'ordre de 1 % des engagements restant à payer. Cette même variation sur les prix du gaz a un impact similaire en proportion sur les charges induites par le soutien au biométhane injecté. Il convient de rappeler qu'une hausse des prix de marché induit une augmentation du coût évité et se traduit donc in fine par une baisse des engagements restant à payer, et inversement. Le Comité souligne l'importance de ce chiffrage, eu égard à la volatilité des prix de l'énergie.

Le Comité a également présenté une sensibilité à l'hypothèse normative d'évolution des indices d'indexation des prix de 2 % par an. Une variation d'un point par an sur la période 2020 à 2046 se traduit par une variation des engagements restant à payer de l'ordre de 6,4 Md€ pour les énergies renouvelables électriques et la cogénération en métropole, soit environ 6 % du total. Contrairement au prix de marché, la variation s'opère dans le même sens : une baisse de l'indexation des tarifs se traduit par des charges plus faibles.

Par ailleurs, le Comité des charges de service public de l'électricité recommande de prêter attention au niveau de rentabilité financière de la filière biométhane qui connaît une croissance importante dont la

¹ Parmi les deux scénarios de prix de marché explicités plus loin dans le rapport, il s'agit de celui conduisant à l'estimation d'engagement la plus basse. Le scénario alternatif (« scénario 42€/MWh ») induit une augmentation des charges annuelles de 6,4 à 8,2 Md€ sur la même période.

² 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'Énergie de métropole continentale.

https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/DGEC_Avis-CGCSPE-PPE2019.pdf

dynamique est de nature à dépasser largement les objectifs de la PPE de contribuer à l'injection annuelle de 6 TWh de bio-méthane à l'horizon 2023. A moyen terme, des baisses de coût consécutives à l'industrialisation de la filière pourraient permettre de diminuer progressivement le niveau de soutien à la filière.

Le Comité souligne que l'ensemble des chiffrages de ce présent rapport a été effectué avant la crise sanitaire liée au Covid 19 en 2020. Le Comité veillera, autant que possible, à la prendre en compte dans ses prochains travaux.

Dans ses prochains rapports et avis, le Comité approfondira :

- la question des charges dans les zones non interconnectées (ZNI³) au fur et à mesure que les études d'impacts des nouvelles PPE élaborées par territoire seront publiées afin d'émettre un avis sur le volet concernant les charges de service public de l'énergie ;
- en plus du chiffrage des engagements pris au cours de l'année 2020, des prévisions d'engagement pour les années 2021 et 2022 ;
- la pertinence de compléter l'approche actuelle par un scénario « maximaliste », correspondant aux engagements induits par l'ensemble des lauréats d'un appel d'offres ou la totalité des demandes de contrats sécurisant le droit à un tarif dans le cadre des guichets ouverts, voire avec une hypothèse de prix de marché très basse.

³ Les ZNI sont la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, la Réunion, Saint-Barthélemy, Saint-Martin, Saint-Pierre-et-Miquelon, Wallis-et-Futuna et les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant, de Sein et l'île anglo-normande de Chausey. La Nouvelle Calédonie et la Polynésie française, par leurs statuts particuliers, ne sont pas considérées comme des ZNI.

I. Introduction

A. Contexte

Suite à l'ouverture du marché de l'électricité, la notion de service public de l'électricité a été introduite, ainsi que celle des charges nécessaires à son financement, dans la loi relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité (loi n°2000-108 du 10 février 2000).

Le code de l'énergie définit ainsi des obligations aux entreprises du secteur de l'électricité (articles L.121-1 et suivants) qui assurent certaines missions de service public. Il assigne également des obligations de service public aux entreprises du secteur du gaz (articles L.121-32 et suivants) qui assurent également des missions de service public.

En application du code de l'énergie (articles L.121-6 et L.121-35), l'Etat compense les charges de service public de l'électricité et du gaz liées :

- au soutien public au développement des énergies renouvelables (EnR),
- au soutien à la cogénération au gaz naturel (production d'électricité et de chaleur utile),
- au soutien à l'effacement de consommation,
- à la mise en œuvre de la péréquation tarifaire dans le domaine de l'électricité avec les zones non interconnectées (ZNI),
- aux dispositifs sociaux (hors chèque énergie).

La budgétisation des compensations de ces charges s'appuie sur l'évaluation établie annuellement par la Commission de régulation de l'énergie (CRE).

Une évaluation pluriannuelle des charges doit être réalisée en complément, afin de suivre la dynamique de la dépense publique à plus long terme. En effet, les dispositifs de soutien aux EnR et les contrats mis en place dans les ZNI garantissent aux producteurs une rémunération sur le long terme de l'énergie produite, les charges présentent donc une certaine inertie. Un contrat signé en 2010 peut engendrer, par exemple, des charges jusqu'en 2030.

L'étude de cette dynamique a déjà fait l'objet de travaux de la CRE, notamment en 2014, au travers de son rapport *la contribution au service public de l'électricité : mécanisme, historique et prospective* ou dans sa délibération annuelle de 2017 sur les charges pour 2018⁴, où elle a établi une prévision à 5 ans des charges et un chiffrage des sommes engagées non encore payées liées aux soutiens organisés sous la forme d'appels d'offres.

Le Comité de gestion des charges de service public de l'électricité a été institué par la loi du 18 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. La création du Comité visait à instaurer un lieu d'échanges formalisés sur le sujet des charges de service public de l'électricité et ses implications sur les finances publiques pour informer les citoyens et parlementaires. Il présente, à horizon 5 ans et jusqu'au terme des engagements pris, les tendances pour les charges résultant de ces engagements. Le Comité rend enfin un avis sur le volet consacré aux charges de service public de l'électricité

⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 juillet 2017 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2018

de l'étude d'impact des programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) élaborées par le Gouvernement en métropole continentale et co-élaborées avec les collectivités territoriales pour les ZNI⁵.

Le présent document constitue le second rapport annuel du Comité, pour l'exercice 2019. Il est publié dans un contexte sanitaire économique et énergétique mondial particulier, qui conduit le Comité à souhaiter donner aux lecteurs quelques éléments de contexte sur les marchés de l'énergie début 2020 et l'évolution des prix à la baisse.

Le contexte sanitaire et économique du premier trimestre 2020 a fortement affecté l'activité et la consommation d'énergie mondiale et française engendrant une situation inédite d'un point de vue énergétique. La Chine étant un des principaux moteurs de la demande pétrolière dans le monde avec 14% de la consommation mondiale, le ralentissement de l'économie chinoise lié à la pandémie du Covid-19 et les restrictions sur les déplacements ont fait plonger la demande, particulièrement depuis le pic de l'épidémie dans ce pays, en janvier-février. La propagation mondiale du virus depuis le début du mois de mars et la compétition économique et géopolitique entre les trois plus gros producteurs mondiaux de pétrole (les Etats-Unis, la Russie et l'Arabie saoudite), se sont ajoutées à ce ralentissement. Les prix des carburants ont été fortement impactés ainsi que les prix de l'électricité et du gaz naturel qui ont connu également une tendance baissière.

Les prix à terme de l'électricité étaient assez élevés en 2019, mais sur une tendance baissière depuis le mois d'octobre. Cette baisse s'est accentuée depuis le début de l'année 2020 compte tenu de la baisse des prix du pétrole, du charbon, du gaz et du CO₂. En effet, la baisse des prix du pétrole, du charbon et du gaz, qui déterminent les coûts marginaux de production des centrales thermiques, principalement due à la réduction de la demande en Asie, a entraîné une baisse des prix à terme de l'électricité. Les prix des contrats pour une livraison en 2021 sont passés de 46,3 €/MWh en moyenne en décembre à moins de 40€/MWh au mois de mars 2020. Le prix du quota de Co₂ est toutefois resté assez haut en Europe. Le prix de l'électricité est remonté au-dessus de 45€/Mwh notamment avec les annonces sur la réduction de la disponibilité d'installations de production en Europe. Ces prix bas de l'électricité induisent une hausse des besoins budgétaires pour la compensation des charges de SPE au titre de 2019, 2020 mais aussi, dans une moindre mesure, 2021. D'après la délibération de la CRE du 15 juillet 2020 sur l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2021⁶, au titre de 2019, les charges constatées sont supérieures de 490,7 M€ par rapport à la mise à jour de la prévision effectuée au titre de cette même année ; les prix de marché ont été de près de 17 €/MWh inférieurs à la référence retenue par la CRE sur la base des prix de marché observés entre le 15 et le 30 avril 2019. Au titre de 2020, la mise à jour de la prévision des charges conduit à une augmentation de 921,2 M€ par rapport aux prévisions initiales, soit 8 851,1 M€ au lieu de 7 929,9 M€. Cette hausse résulte très majoritairement de la baisse importante des prix de marché par rapport aux prix de marché attendus lors de l'évaluation de la prévision (- 18,5 €/MWh) en raison notamment de l'état d'urgence sanitaire. La météorologie favorable à l'éolien au premier trimestre 2020 amplifie cette tendance (+ 3 TWh de production par rapport à la prévision initiale). Le montant prévisionnel des charges de service public de l'énergie s'élève à 9 135,4 M€ au titre de l'année 2021.

Le Comité rappelle que l'objet de ce second rapport est, pour la suite, l'évaluation des engagements existants à fin 2019 et non la situation en 2020.

⁵ Afin de prendre en compte leurs spécificités, les ZNI font à ce jour l'objet de programmations pluriannuelles de l'énergie distinctes. C'est le cas de la Corse, la Guadeloupe, la Guyane, la Martinique, Mayotte, la Réunion, Saint-Pierre-et-Miquelon et Wallis-et-Futuna.

⁶ <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/evaluation-cspe-2021>

B. Périmètre du rapport

Le présent rapport se concentre à ce stade sur la dynamique des charges et les engagements liés aux mécanismes de soutien aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération au gaz naturel en métropole continentale ainsi que le soutien au biométhane injecté au 31 décembre 2019.

Plusieurs raisons justifient ce choix.

Le Comité a priorisé l'analyse de ces charges dans le contexte de la révision par le Gouvernement de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) de la métropole continentale qui a été publiée par décret du 21 avril 2020⁷.

Le soutien à la production de biométhane injecté présente des enjeux similaires aux soutiens aux EnR électriques et à la cogénération au gaz naturel. Le Comité a donc décidé de prévoir, en extension des missions prévues par le code de l'énergie et en cohérence avec la réforme du financement des charges de service public de l'énergie qui prévoit désormais un traitement commun des charges électriques et gazières, d'inclure cette filière dans l'analyse de ce second rapport annuel.

La question des charges de ces mécanismes mérite d'être éclairée à la lumière d'enjeux plus larges relatifs au soutien au développement des énergies renouvelables, et il convient de prendre en compte, en regard des notions de charges analysées par ce rapport, les bénéfices apportés par leur accroissement et les enjeux associés en termes de développement économique local, notamment. Ces enjeux ne font pas partie du périmètre d'étude du Comité, par conséquent, ils ne sont pas traités dans ses rapports annuels.

Ce rapport ne traite pas des charges en ZNI qui seront approfondies par le Comité lorsque les études d'impacts des nouvelles PPE élaborées pour les différentes ZNI seront publiées afin d'émettre un avis sur le volet concernant les charges de service public de l'énergie. Le présent rapport n'approfondit pas non plus l'évolution des différentes charges de service public de l'énergie prévues par le code de l'énergie et non liées à des engagements de long terme contractualisés par l'Etat ou les opérateurs, comme, par exemple, la compensation des surcoûts des opérateurs pour la mise en œuvre de dispositifs sociaux ou le soutien à l'effacement de consommation. Ces charges sont évaluées annuellement par la Commission de régulation de l'énergie.

C. Contenu du rapport

Le présent rapport rappelle en partie II les fondamentaux et les points méthodologiques décrits dans le premier rapport annuel du CGCSPE, plus précisément les missions et la composition du Comité de gestion, des remarques sémantiques et méthodologiques et enfin les différents mécanismes de soutien aux énergies renouvelables et les charges générées. Le rapport présente ensuite en partie III une estimation des charges futures correspondant à des engagements passés de l'Etat au 31 décembre 2019, en distinguant une estimation des engagements pris par l'Etat au cours de l'année 2019 en matière de soutien aux énergies renouvelables, à la cogénération au gaz naturel et au biométhane injecté en métropole continentale.

D. Travaux du Comité

Le travail du Comité doit permettre d'éclairer auprès du public et des parlementaires les enjeux liés à la connaissance des charges de service public de l'énergie dans le cadre de la transition énergétique et du développement des énergies renouvelables.

⁷ <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/programmations-pluriannuelles-lenergie-ppc>

L'analyse de l'évolution des charges de service public de l'énergie sur le moyen ou long terme est en effet complexe à plusieurs titres :

- le système électrique est en pleine transformation du fait de la transition énergétique ;
- il est difficile d'anticiper les évolutions des marchés de l'électricité, très sensibles à l'adéquation de l'offre et de la demande électrique en Europe et à des paramètres macro-économiques ;
- l'analyse doit être menée à horizon 20 ans, correspondant à la durée de la plupart des dispositifs de soutien ;
- les coûts de production des filières renouvelables évoluent et, pour les plus compétitives, se rapprochent des prix observés sur les marchés.

Le Comité s'est réuni pour la première fois en octobre 2017, puis 5 fois au cours de l'année 2018, 8 fois en 2019 et 3 fois à distance jusqu'à mi-2020 compte tenu du contexte sanitaire.

Suite aux travaux et aux auditions des intervenants extérieurs conduits dans le cadre de la rédaction du premier rapport annuel du Comité de gestion⁸, les membres ont auditionné de nouveaux intervenants extérieurs pour bénéficier de leurs expertises et points de vue sur le développement des filières renouvelables, ainsi que sur les questions liées aux charges de service public de l'énergie. Le Comité a échangé une nouvelle fois avec le SER (Syndicat des Energies Renouvelables) qui lui a présenté son appréciation du volet financier du projet de PPE par rapport aux objectifs des différentes filières ainsi que ses propositions d'évolution de la PPE issues de son cahier d'acteur. L'ADEME est également intervenue devant le Comité sur les trajectoires de coûts de charges de service public de l'énergie.

Le Comité a ensuite préparé et rendu son avis sur le volet consacré aux charges de service public de l'électricité de la nouvelle PPE pour la métropole continentale⁹. Dans le cadre de sa mission, le Comité a formulé des recommandations et rédigé des ajustements par rapport au projet de PPE. Les propositions de précisions et de mises à jour ont été intégrées à la PPE finale¹⁰. Entre le projet de PPE soumis pour avis au Comité en 2019 et la PPE finale adoptée par décret le 21 avril 2020, certaines évolutions dans le domaine de compétence du Comité sont à noter. La part de la consommation d'énergie d'origine renouvelable en 2030 a été relevée à 33% au lieu de 32% en cohérence avec la loi Energie Climat. L'éolien en mer a été amendé avec notamment des objectifs rehaussés : hausse des appels d'offres pour l'éolien en mer, x 2 pour l'éolien flottant en Méditerranée en 2022 (500 MW), nouveau projet d'éolien posé en 2021 2022 (500-1000 MW), dès 2025 projets (éolien posé ou flottant) de 1 000 MW (500 MW dans la précédente version). Le guichet de soutien au photovoltaïque sur petites et moyennes toitures a été étendu à 300 kWc (auparavant limité à 100 kWc). La PPE revoit à la hausse l'enveloppe de soutien allouée à la filière biogaz.

La deuxième période de l'année a été consacrée à l'acculturation des membres du Comité de gestion sur les charges en ZNI et leurs déterminants en vue des futurs avis sur les PPE en ZNI.

⁸ <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/Rapport%20annuel%20du%20CGCSPE.pdf>

⁹ https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/DGEC_Avis-CGCSPE-PPE2019.pdf

¹⁰ http://www.consultations-publiques.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/comment_les_commentaires_et_avis_sur_le_projet_de_ppe_ont_ete_pris_en_compte_et_les_principales_modifications_apportees.pdf (ligne 205, p.29)

La réforme de la contribution au service public de l'électricité (CSPE) issue de la LFR pour 2015 et la suppression du compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » au 1^{er} janvier 2021 prévue par la LFI pour 2020

Le financement des compensations des charges de service public de l'énergie a été modifié en profondeur dans le cadre des lois de finances successives depuis la loi de finances rectificative pour 2015 (loi du 29 décembre 2015.)

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 du secteur électrique. 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. De même, concernant le secteur du gaz, la taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel n'est plus liée aux charges de service public du gaz et son produit revient désormais au budget général de l'Etat. La contribution au tarif spécial de solidarité gaz a été supprimée.

Le financement de l'ensemble des charges de service public de l'énergie est assuré par le budget de l'Etat. Il résulte de cette réforme que l'évolution du coût du soutien au développement des énergies renouvelables électriques et gazières 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). Il en est de même pour le gaz. Sur le plan économique, les dispositifs de soutien aux EnR stabilisent la rémunération apportée aux moyens de production EnR.

Plus spécifiquement :

* De 2016 à 2020 : le financement des charges de soutien au développement des énergies renouvelables électriques, au biométhane injecté et à l'effacement est assuré par l'Etat depuis le compte d'affectation spéciale « Transition énergétique » (CAS TE), qui est alimenté par des taxes sur les produits énergétiques les plus émetteurs de gaz à effet de serre : taxe intérieure de consommation sur les produits énergétiques (qui s'applique notamment aux carburants fossiles essence et diesel) et taxe intérieure de consommation sur le charbon¹¹. Le financement des charges de service public de l'énergie liées à la péréquation tarifaire avec les zones non interconnectées, à certains dispositifs sociaux, et au soutien public à la cogénération au gaz naturel, est assuré directement depuis le budget général de l'Etat (programme 345 « Service public de l'énergie »).

*A partir de 2021 : L'article 89 de la loi de finances pour 2020 supprime le compte d'affectation spéciale transition énergétique à compter du 1er janvier 2021. Les dépenses jusqu'à présent exécutées sur ce CAS et financées par une fraction de la TICPE et de la TICC seront désormais à la charge du budget général. Toutes les charges de service public de l'énergie évaluées par la CRE seront réunies dans un unique programme composé de ces charges, le programme 345 « Service public de l'énergie » dans son nouveau périmètre.

¹¹ Le CAS TE peut également être alimenté par les recettes engendrées par la mise aux enchères des garanties d'origine. Les garanties d'origine sont un document électronique certifiant que l'électricité produite l'a bien été à partir d'une source d'énergie renouvelable. Les producteurs concernés peuvent valoriser, de manière distincte aux échanges d'énergie, ces garanties auprès des fournisseurs pour alimenter des offres de fourniture certifiées « vertes ». Lorsqu'un producteur bénéficie d'un dispositif de soutien national, les garanties d'origine reviennent à l'Etat qui peut les vendre par mise aux enchères. La valorisation de ces garanties d'origine diminue ainsi le besoin de financement du soutien aux EnR.

II. Rappels fondamentaux et méthodologiques du 1^{er} rapport annuel du Comité

A. Missions et composition du Comité de gestion

Les missions du Comité de Gestion des Charges de Service Public de l'Electricité (CGCSPE) sont encadrées par le code de l'énergie (article L.121-28-1) qui précise :

« Le Comité de gestion des charges de service public de l'électricité a pour mission le suivi et l'analyse prospective de l'ensemble des charges de service public de l'électricité.

A ce titre :

a) Il assure un suivi semestriel des engagements pluriannuels pris au titre des charges de service public de l'électricité, notamment dans le cadre des contrats mentionnés aux articles L. 314-1 et L. 314-18 et des appels d'offres et procédures de mise en concurrence prévus aux articles L. 271-4 et L. 311-10 ;

b) Il estime, tous les ans, au regard du cadre réglementaire et du comportement des acteurs, l'évolution prévisible de ces engagements sur une période de cinq ans ;

c) Il assure le suivi des charges de service public de l'électricité et établit, au moins une fois par an, des scénarios d'évolution des charges de service public à moyen terme ;

d) Il donne un avis préalable sur le volet de l'étude d'impact mentionnée au dernier alinéa de l'article L. 141-3, consacré aux charges de service public de l'électricité ; »

Au titre de sa première mission, le Comité apporte donc un éclairage sur les engagements financiers pluriannuels pris par l'Etat lors de la désignation des lauréats des appels d'offres ou la signature des contrats d'obligation d'achat ou de complément de rémunération dans le cadre des arrêtés tarifaires ouvrant le droit au bénéfice d'une rémunération garantie par l'Etat.

Corollairement, le Comité est chargé de prévoir, au titre de sa deuxième mission, l'évolution de ces engagements dans le futur sur le fondement du calendrier prévisionnel des appels d'offres ainsi que des prévisions d'évolution des capacités de production renouvelables soutenues dans le cadre des arrêtés tarifaires – en lien avec les objectifs inscrits dans la programmation pluriannuelle de l'énergie et sur laquelle le Comité donne également un avis au titre de sa quatrième mission.

Enfin, au titre de sa troisième mission, le Comité évalue pluriannuellement les décaissements annuels induits à la fois par les engagements financiers pris antérieurement et par les engagements prévisionnels.

Ainsi, ces trois missions permettent d'informer la représentation nationale ainsi que les citoyens des engagements de long terme de l'Etat pour le soutien des énergies renouvelables et des sommes décaissées annuellement dans le cadre de cette mission.

Le Comité est placé auprès du ministre chargé de l'énergie. Le code de l'énergie (article D.121-34) prévoit qu'il comprend :

1° Un député et un sénateur ;

2° Un représentant de la Cour des comptes, désigné par le premier président de la Cour des comptes ;

3° Un représentant de la Commission de régulation de l'énergie désigné par le président du collège de la Commission de régulation de l'énergie ;

4° Un représentant du ministre chargé de l'énergie ;

5° Un représentant du ministre chargé de l'économie ;

6° Un représentant du ministre chargé du budget ;

7° Un représentant du ministre chargé des outre-mer ;

8° Trois personnalités nommées par le ministre chargé de l'énergie en raison de leurs qualifications, notamment économiques, sociales, environnementales et techniques dans les domaines des énergies renouvelables, des zones non interconnectées ou de la protection des consommateurs.

Mme LAMY, Mme THIEBAULT et M. FAUVRE, en tant que personnalités qualifiées, le directeur du développement des marchés et de la transition énergétique de la CRE, le directeur général de l'énergie et du climat ou son représentant, la directrice générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes ou son représentant, la directrice du budget ou son représentant et le directeur général des outre-mer ou son représentant ont été nommés membres du Comité de gestion des charges de service public de l'électricité par arrêté du 13 avril 2017. M. TROESCH, conseiller maître honoraire de la Cour des Comptes désigné par le premier président de la Cour des comptes, a été associé aux travaux menés par le Comité en 2019. Les modalités d'information des parlementaires au Comité font toujours actuellement l'objet de discussions. Le Comité souhaite présenter ses rapports aux Commissions de l'Assemblée Nationale et du Sénat concernées.

Le Comité est présidé par Mme LAMY. Mme THIEBAULT est vice-présidente.

Le secrétariat général du Comité est assuré par la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) du ministère de la transition écologique et solidaire (MTES). Pour la mise en œuvre de ses missions, le Comité peut s'appuyer sur des simulations établies par la CRE.

B. Remarques sémantiques et méthodologiques

1. Remarque sémantique sur l'acronyme CSPE

Depuis la réforme entrée en vigueur en 2016, l'acronyme CSPE est équivoque. Selon le contexte, il peut renvoyer soit à la notion de contribution au service public de l'énergie (ancien modèle de contribution destinée à un emploi direct ou depuis 2016 la nouvelle taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité qui a repris en droit la dénomination « contribution au service public de l'électricité »), soit aux charges de service public elles-mêmes.

Afin de clarifier ce point, le Comité recommande de parler respectivement de « **l'ancienne CSPE** », pour le régime existant jusque 2015, et de « **TICFE** » pour la taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité ayant désormais repris en droit la dénomination « contribution au service public de l'électricité ». L'usage de l'acronyme « CSPE » est à proscrire pour les charges de service public de l'énergie, pour lesquelles il est possible de parler des « **charges SPE** ». L'acronyme « **CGCSPE** », ou une désignation in extenso, sera utilisé pour désigner le Comité de gestion des charges de service public de l'énergie.

A titre subsidiaire, il convient de noter que formellement le Comité de gestion est saisi des charges de service public de l'électricité et que c'est par extension qu'il peut s'intéresser aux charges de service public de l'énergie, c'est-à-dire de l'électricité et du gaz.

2. Remarque sur le périmètre des charges de service public de l'énergie

Les charges de service public de l'énergie comprennent les charges évaluées dans le cadre de ce rapport, c'est-à-dire les engagements de long terme sur le soutien aux énergies renouvelables électriques, à la cogénération au gaz naturel et au biométhane injecté mais également certaines des charges en ZNI non évaluées dans ce présent rapport ainsi que d'autres charges non liées à des engagements de long-terme contractualisés.

Dans les ZNI, les surcoûts de production et d'achats supportés par l'opérateur du service public de l'électricité, désigné par la loi suivant les territoires¹², par rapport au coût de production pris en compte dans le tarif réglementé de vente, sont couverts au titre de la péréquation tarifaire par les compensations de charges de service public de l'énergie. Les contrats au titre des politiques de soutien aux EnR dans ces territoires et de la péréquation tarifaire (contrats de gré-à-gré, tarifs d'achat, appels d'offres) ont une durée de vie généralement comprise entre 20 et 30 ans.

Dans sa délibération du 11 juillet 2019, la CRE avait évalué le montant des charges de service public de l'énergie dans les ZNI liées au soutien aux EnR et à la péréquation tarifaire à **2 109 M€** en 2020 et avait fourni dans sa délibération de 2018 une estimation des charges à 5 ans.

Outre les soutiens de long-terme aux EnR (production renouvelable électrique et injection de biométhane), à la cogénération au gaz naturel et au titre de la péréquation tarifaire dans les ZNI, les charges de service public de l'énergie intègrent aussi, des charges non liées à des engagements de long-terme contractualisés par l'Etat ou les opérateurs :

- Les appels d'offres annuels visant à développer les capacités d'effacement de consommation électrique ; dont le montant de charges prévisionnelles s'élève à **40 M€** (évaluation de la CRE au titre de l'année 2020 – cf. délibération du 11 juillet 2019) ;
- Les dispositifs de protection des consommateurs en précarité énergétique (services associés au chèque énergie¹³, contributions des fournisseurs aux fonds de solidarité pour le logement, et, auparavant, les anciens tarifs sociaux de l'électricité et du gaz) ; dont le montant de charges prévisionnelles s'élève à **32,1 M€** (évaluation de la CRE au titre de l'année 2020 – cf. délibération du 11 juillet 2019) ;

Enfin, la mise en œuvre des compensations de charges de service public de l'énergie inclut :

- Des frais financiers, résultant des intérêts liés aux écarts, positifs ou négatifs, dans la compensation annuelle des charges prévisionnelles par rapport à la réalité des charges constatées,
- Des frais de gestion,
- La prise en compte d'un échéancier de remboursement du déficit de compensation à EDF accumulé dans le cadre de l'ancienne CSPE dont l'échéance se termine en 2020.

¹² Electricité de Mayotte, Eau et Electricité de Wallis et Futuna, et EDF SEI dans les autres territoires.

¹³ Le dispositif « chèque énergie » a été généralisé en 2018 pour remplacer les anciens tarifs sociaux de l'électricité et du gaz. Ce dispositif ne relève pas des charges de service public de l'énergie telles que définies par le code de l'énergie (l'aide est versée via l'Agence de Services et de Paiements), mais les services associés au dispositif offerts par les opérateurs des secteurs de l'électricité et du gaz aux bénéficiaires du dispositif font l'objet de compensations financières relevant du cadre des charges de service public de l'énergie.

3. Remarque méthodologique sur le calcul des charges à compenser

Les charges de service public de l'énergie évaluées par le Comité au titre des années futures correspondent à des montants prévisionnels des charges imputables aux missions de service public de l'énergie incombant aux opérateurs (acheteurs obligés, fournisseurs historiques dans les ZNI, etc.) au titre des différentes années considérées.

Le code de l'énergie (articles R.131-30 à R.131-32) prévoit que la CRE évalue annuellement le montant des charges à compenser *pour* l'année suivante. Pour ce faire, elle se base sur les déclarations des opérateurs qui lui transmettent leurs charges prévisionnelles au titre de l'année concernée. Cette prévision est ensuite corrigée, d'une part, des écarts observés entre les précédentes déclarations des opérateurs et leurs charges constatées *au titre* de l'année passée, et d'autre part, de la mise à jour de leur prévision de charges au titre de l'année en cours, ainsi que l'échéancier de remboursement du déficit de compensation d'EDF.

$$\begin{aligned}
 CP_{20} = & \boxed{CP'_{20}} + \boxed{(CP''_{19} - CP'_{19}) + (CP_{19} - CR'_{19})} + \boxed{(CC_{18} - CP''_{18}) + (CP_{18} - CR_{18})} \\
 & + \text{reliquats} \\
 & + FF_{18} \\
 & + FGDC_{20} + FEnchèresGO_{20}
 \end{aligned}$$

Charges 2020 =
charges prévisionnelles au titre de 2020 (CP'_{20})

Mise à jour 2019 {
 + écart entre reprévision de charges au titre de 2019 et charges prévisionnelles au titre de la même année (CP''_{19} - CP'_{19})
 + écart entre les charges prévisionnelles notifiées pour année 2019 et la prévision de recouvrement (CP_{19} - CR'_{19})

Régularisation 2018 {
 + écart entre charges constatées au titre de 2018 et reprévision au titre de la même année (CC_{18} - CP''_{18})
 + écart entre les charges prévisionnelles notifiées pour année 2018 et les contributions recouvrées (CP_{18} - CR_{18}), tenant compte de l'échéancier

+ reliquats des années passées
 ± intérêts des opérateurs supportant des charges calculés sur la base du déficit ou de l'excédent de compensation des années précédentes (FF_{18})
 + frais de gestion de la caisse des dépôts (CDC) prévisionnels 2020, net de l'écart sur 2018
 + frais de gestion de la mise aux enchères des garanties d'origine (gérée par Powernext) prévisionnels 2020

Fig. 1 : Formule de calcul des charges à financer en 2020 (source CRE)

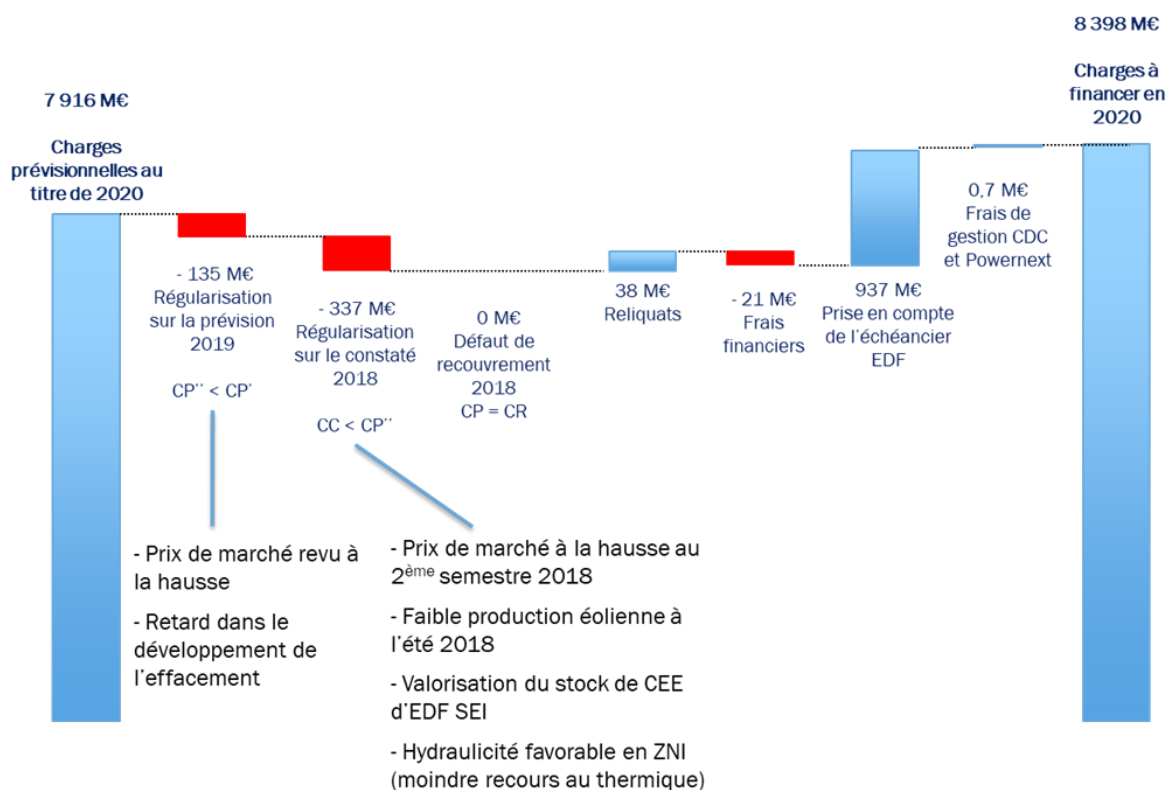


Fig. 2 : Illustration du calcul des charges à financer en 2020 à partir des charges prévisionnelles estimées au titre de 2020 (source CRE)

Il convient donc de distinguer les **charges induites au titre d'une année N** des **charges à compenser pour cette même année**, ces dernières intégrant les différents termes de régularisation explicités ci-dessus.

Par ailleurs, le code de l'énergie prévoit que les compensations de charges pour une année considérée N soient versées entre février N et janvier N+1 pour les compensations de charges liées au programme « Service public de l'énergie » et entre mars N et février N+1 pour les compensations de charges liées au compte d'affection spéciale « Transition énergétique ». Ces échéanciers de versement expliquent qu'il y ait un décalage entre les charges à compenser pour une année considérée et le montant de dépenses pour les comptes de l'Etat (arrêtés du 1^{er} janvier au 31 décembre).

C. Présentation des différents mécanismes de soutien et des charges engendrées

1. Présentation des différents types de mécanismes de soutien aux EnR

Les dispositifs de soutien aux EnR dans les secteurs électrique et gazier, ainsi qu'à la cogénération au gaz naturel, garantissent aux producteurs une rémunération sur le long terme de l'énergie produite, en complément de la valeur de marché de cette énergie. Ils sont adaptés au niveau de coût et de risque de

chaque filière et couvrent intégralement - ou quasi-intégralement - les producteurs contre l'évolution des prix de marché.

Le surcoût qui en résulte est supporté par les acteurs en charge de l'achat de l'énergie ainsi produite ou du versement du complément de rémunération. Il est compensé par l'État au titre des charges de service public de l'énergie.

Afin de gagner en efficacité et de se conformer au cadre européen, notamment aux lignes directrices de la Commission européenne concernant les aides d'État à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020, les mécanismes de soutien ont évolué au fil des années. Ils se distinguent selon deux critères : leurs modalités d'attribution d'une part et la forme du soutien attribué d'autre part.

Modalités d'attribution du soutien

Pour le soutien aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération au gaz naturel, il existe ainsi deux modalités d'attribution principales :

- des attributions en « guichet ouvert », ouvrant un droit à bénéficier d'un soutien pour toute installation éligible. Le code de l'énergie précise les catégories d'installations éligibles à l'obligation d'achat en guichet ouvert (articles D.314-15 et D.314-16) et celles éligibles au complément de rémunération en guichet ouvert (articles D.314-23 à D.314-25) ;
- des procédures de mise en concurrence, sous la forme d'appels d'offres ou de dialogues concurrentiels, où le soutien est attribué aux seuls lauréats de ces procédures. Ce dispositif est utilisé pour le développement des principales filières EnR.

Pour sa part, le biométhane injecté est aujourd'hui intégralement soutenu dans le cadre d'un guichet ouvert, la possibilité de recourir à des appels d'offres ayant toutefois été introduite dans la loi en 2016.

Forme du soutien attribué

Les modalités de rémunération peuvent prendre deux formes : l'obligation d'achat ou le complément de rémunération, dont le niveau vise à couvrir les coûts de l'installation tout en assurant une rentabilité normale du projet.

L'obligation d'achat

Dans le cadre de l'obligation d'achat, tout kilowattheure (kWh) injecté sur le réseau public est acheté à un tarif d'achat, fixé à l'avance (soit par un arrêté tarifaire, soit par le candidat dans le cadre d'une procédure concurrentielle), par un acheteur obligé (EDF, entreprise locale de distribution, organisme agréé ou l'acheteur de dernier recours) qui se charge de sa mise sur le marché et assume les responsabilités qui y sont associées (responsabilité d'équilibre notamment). Ce dispositif, prévu par le code de l'énergie (articles L. 314-1 à L. 314-13), vise essentiellement les installations de petites tailles.

Les charges de service public de l'énergie couvrent les surcoûts supportés par les acheteurs obligés correspondant à la différence entre le coût d'achat de cette électricité et la valeur de sa vente sur les marchés (appelée usuellement « coût évité »), suivant la valeur de marché de l'énergie acquise et de la capacité¹⁴.

Le « coût évité » s'appelle ainsi, car historiquement, disposer de cette énergie permettait aux acheteurs obligés de ne pas l'acheter sur le marché pour fournir leurs clients. Aujourd'hui, il s'agit dans la plupart des cas d'une source de recettes pour les acheteurs obligés qui sont incités à valoriser l'énergie (en MWh) et la

¹⁴ Le mécanisme de capacité est un dispositif prévu par la loi « NOME » du 7 décembre 2010 visant à garantir durablement la sécurité d'approvisionnement en électricité de la France. Il a ainsi été créé un marché des « garanties de capacité », qui vient compléter le marché de l'énergie électrique. Sur ce marché, les installations de production sont rémunérées pour l'énergie électrique qu'elles produisent (injection de X MWh d'énergie électrique sur une période donnée). Sur le marché de la capacité, c'est l'assurance qu'elles apportent au système qui est valorisée (certification de la capacité à injecter X MW de puissance électrique).

contribution à la sécurité d’approvisionnement (capacité, en MW) sur les marchés selon des modalités définies par la CRE¹⁵.

Les charges de service public couvrent également, depuis début 2017, les frais de gestion occasionnés pour les acheteurs obligés. Ils recourent, notamment, la gestion contractuelle et financière, les frais d’accès au marché pour la vente de l’énergie et de la capacité, ainsi que les coûts des écarts associés¹⁶.

Le complément de rémunération

Le mécanisme du complément de rémunération¹⁷ diffère de l’obligation d’achat, car il place les producteurs directement face au marché de gros de l’électricité et aux signaux de prix de court terme.

Il prévoit en effet que les producteurs d’électricité renouvelable commercialisent leur production directement sur les marchés et qu’un complément de rémunération vienne compenser l’écart entre les revenus tirés de cette vente et un tarif de référence. Ce dernier est fixé selon le type d’installations dans le cadre d’un arrêté tarifaire ou dans le cadre d’une procédure de mise en concurrence. Ce dispositif vise à intégrer les producteurs au fonctionnement des marchés, tout en leur garantissant une rémunération raisonnable.

Le complément de rémunération consiste en une prime proportionnelle à l’électricité produite, de laquelle est déduite une valorisation forfaitaire de l’énergie et des garanties de capacité, et à laquelle est ajoutée une prime de gestion également proportionnelle à l’énergie produite :

$$CR = \text{Energie} * (T_e - M_0) - (\text{Valorisation capacité}) + \text{Energie} * P_{\text{gestion}}$$

Revenu marché de référence énergie *Revenu marché de référence capacité* *Prime de gestion*

Ce complément de rémunération peut être qualifié de prime variable, ou *ex post*, dans la mesure où le montant s’ajuste pour compenser la différence entre un niveau de tarif de référence T_e et un revenu marché de référence de l’électricité M_0 , en prenant également en compte la valorisation de la capacité.

Les modalités de calcul de ces différentes composantes du complément de rémunération sont définies dans le cadre des différents arrêtés tarifaires ou procédures de mise en concurrence. La composante de gestion et la déduction de la valorisation des garanties de capacité ne sont, en général, pas explicites pour les contrats conclus à l’issue d’une procédure de mise en concurrence. Ces éléments sont intégrés dans l’offre de prix du producteur.

Le complément de rémunération est versé par EDF et compensé par l’État au titre des charges de service public de l’énergie.

Les deux schémas de synthèse suivants permettent d’illustrer :

- la manière dont ces deux modalités de soutien engendrent des charges ;
- les flux physiques et financiers qui résultent de la mise en œuvre de ces modalités entre l’Etat, l’opérateur qui exerce une mission de service public et le producteur.

¹⁵ La méthodologie de calcul du coût évité est détaillée en annexe au précédent rapport annuel.

¹⁶ Les acteurs des marchés de l’électricité (énergie et capacité) sont tenus d’équilibrer leurs périmètres en assurant l’égalité entre volumes apportés et volumes soutirés. En cas d’écart sur les volumes apportés par rapport à ce qui était anticipé (par exemple une production renouvelable différente de celle anticipée du fait de variations climatiques), le responsable du périmètre d’équilibre doit compenser les écarts en réglant les volumes correspondants, ce qui a un coût.

¹⁷ Prévu par le code de l’énergie (articles L.314-18 à L314-27).

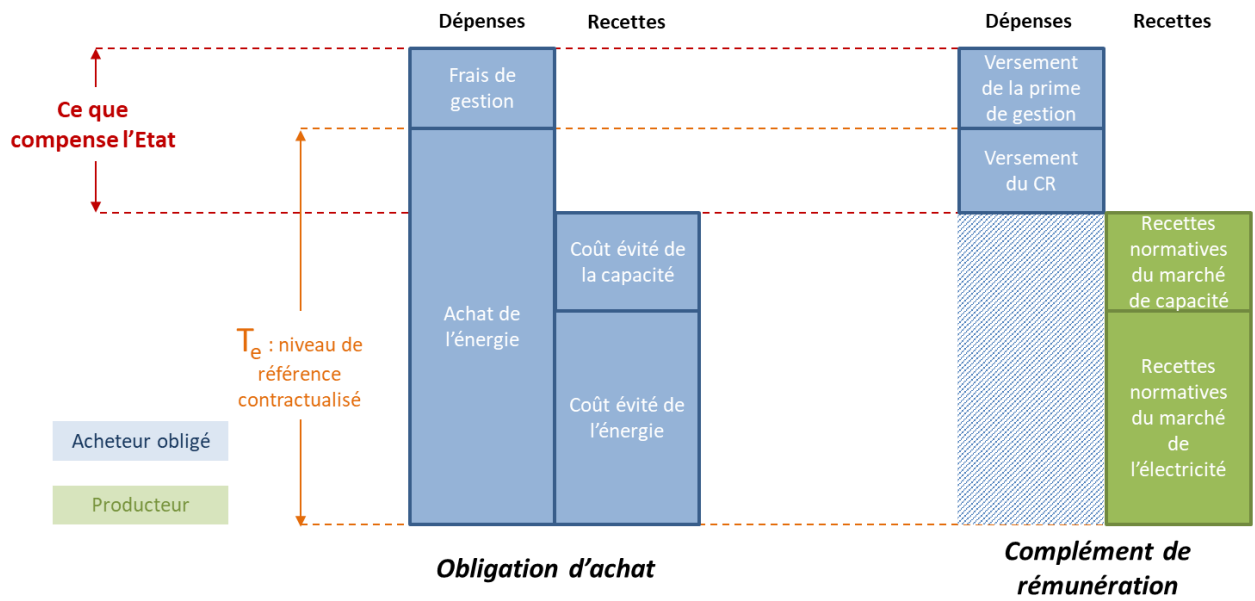


Fig. 3 : Comparaison du surcoût compensé dans le mécanisme d'obligation d'achat (OA) et du complément de rémunération (CR) (source CRE)

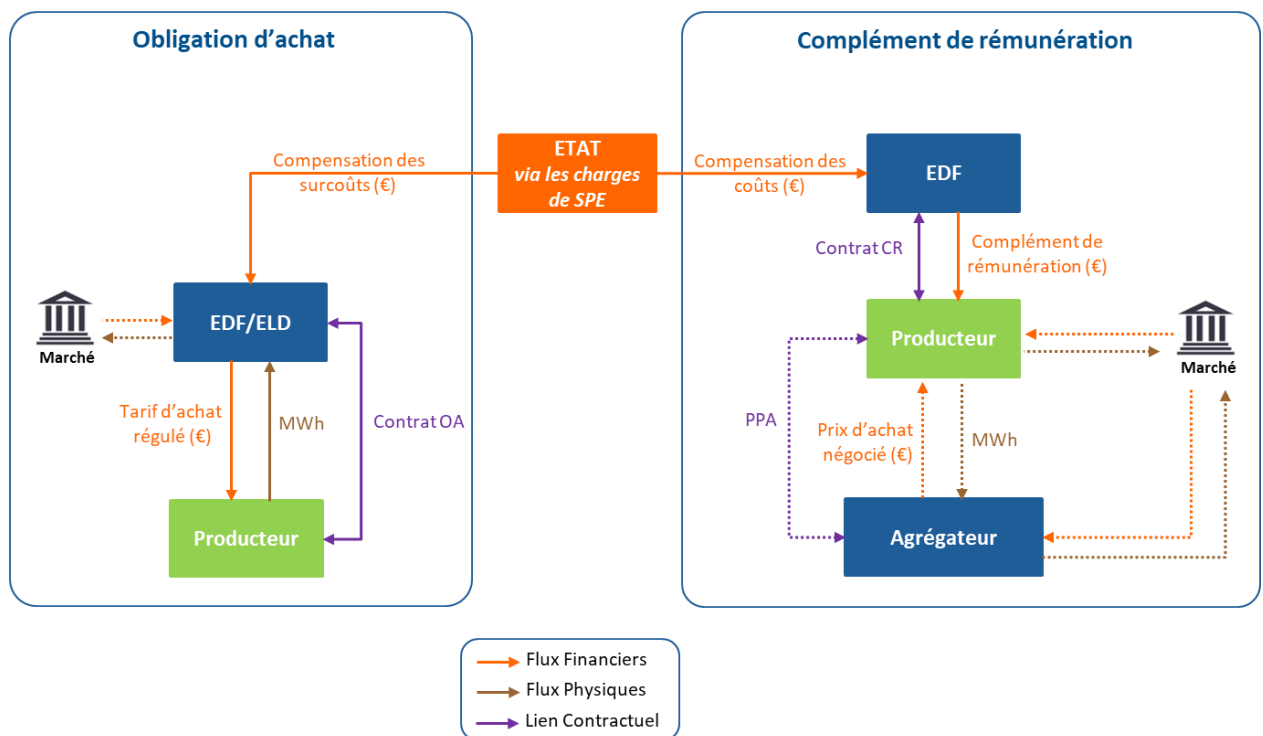


Fig. 4 : Comparaison du mécanisme d'obligation d'achat avec le mécanisme de complément de rémunération (source CRE)

Modalité d'attribution	Guichet ouvert		Appel d'offres ¹⁸	
	Obligation d'achat	Complément de rémunération	Obligation d'achat	Complément de rémunération
Eolien en mer				Tous projets
Eolien terrestre ¹⁹		Jusqu'à 6 éoliennes		Plus de 6 éoliennes
PV au sol				500 kW – 30 MW
PV sur bâtiments ²⁰	< 100 kW		100 – 500 kW	500 kW – 8 MW
Autoconsommation	< 100 kW (tarif + prime à l'investissement)			100 kW – 1 MW
Biogaz méthanisation	< 500 kW			500 kW – 5 MW
Biogaz STEP	< 500 kW	> 500 kW		
Biogaz déchets (ISDND)	< 500 kW	> 500 kW		
Petite hydroélectricité	< 500 kW	500 kW – 1 MW		1 MW – 4,5 MW
Biomasse ²¹				
UIOM		Tous projets		
Géothermie		Tous projets		
Biométhane injecté	Tous projets			

Fig. 5 : Tableau synoptique des modalités d'attribution et des formes de soutien des dispositifs de soutiens aux EnR électriques (source MTES/DGEC)

2. Historique des charges

Les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables électriques en métropole continentale représentent 60 % des charges de service public de l'énergie. Les charges liées aux ZNI, dispositifs de soutien aux énergies renouvelables électriques inclus, représentent, quant à elles, environ 27 % du total. Le reste correspond aux charges induites par le soutien à la cogénération au gaz naturel (9 %), le soutien au biométhane injecté (3 %) ainsi qu'aux dispositifs sociaux et au soutien à l'effacement de consommation (1 %).

¹⁸ Pour l'éolien en mer, il s'agit désormais de dialogues concurrentiels

¹⁹ D'ici fin 2020, le périmètre de l'appel d'offres devrait être élargi à l'ensemble des installations quelle que soit leur taille. Le guichet ouvert devrait être maintenu pour certaines installations particulières comme celles contraintes en hauteur ou les projets citoyens.

²⁰ Le seuil d'éligibilité de l'arrêté tarifaire pour les installations photovoltaïques sur bâtiments devrait prochainement être réhaussé à 300 kW

²¹ Il n'existe désormais plus de cadre de soutien à la production d'électricité à partir de biomasse, la programmation pluriannuelle de l'énergie pour la période 2019-2028 se concentrant sur la production de chaleur.

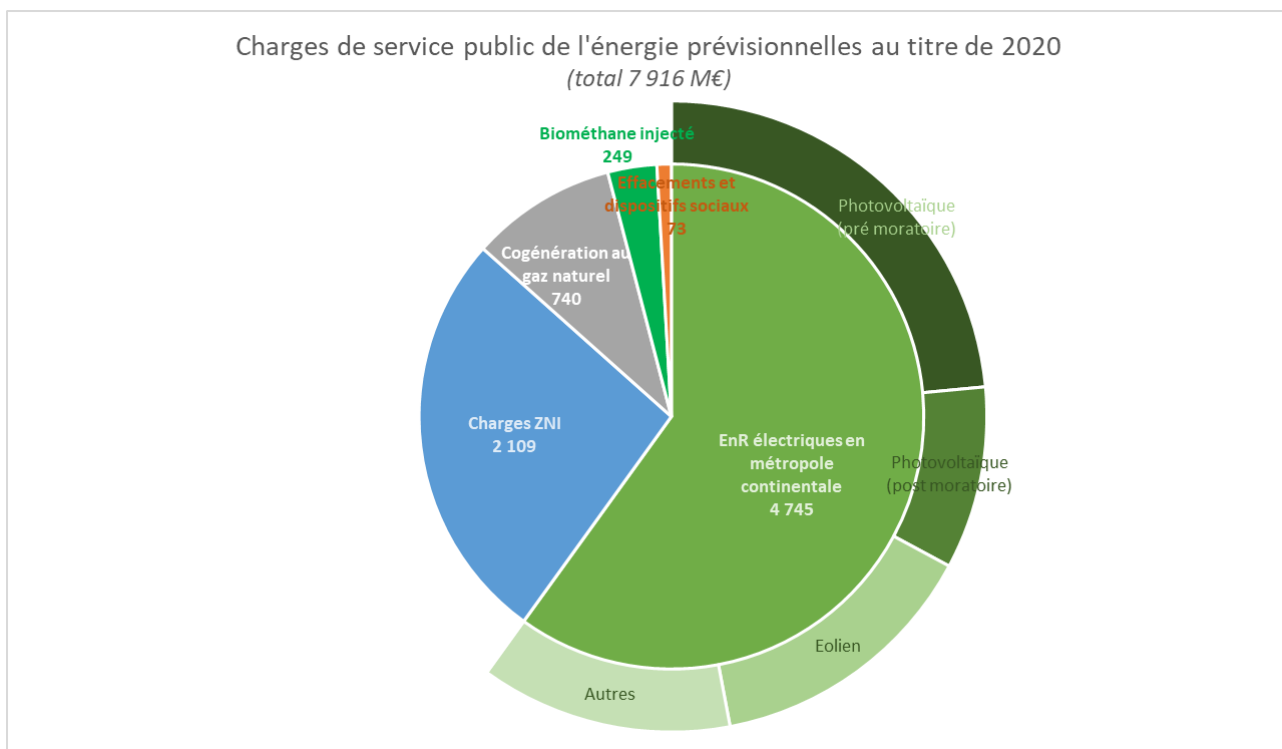


Fig. 6 : Répartition des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de 2020 (Source : CRE)

Les montants présentés dans la figure 6 correspondent à la prévision des acheteurs obligés au titre de 2020. Ce chiffrage fera, comme chaque année à l'occasion du calcul des charges de service public de l'énergie par la CRE, l'objet d'une re-prévision en juillet de cette année avant d'être revu une dernière fois l'année suivante sur la base des charges effectivement constatées par les acheteurs obligés.

Le soutien aux filières photovoltaïque et éolienne représente aujourd'hui l'essentiel des charges liées aux EnR électriques en métropole continentale (78 %,) et près de la moitié des charges totales de service public de l'énergie. Le développement rapide de ces deux filières permis par les différents mécanismes de soutien (arrêtés tarifaires et appels d'offres) a largement contribué à l'augmentation des charges constatée sur la dernière décennie. Entre 2009 et 2020, les charges liées au soutien aux EnR électriques en métropole continentale sont ainsi passées de 613 M€ à 4 745 M€. Concernant la filière photovoltaïque, il convient de distinguer les soutiens engagés avant le moratoire de 2010 qui ont mené à la création d'une bulle spéculative et pèsent encore pour près d'un quart des charges de SPE en 2020 (cf. graphique ci-dessus), et les soutiens engagés après le moratoire, nettement moins onéreux (cf. graphique ci-après).

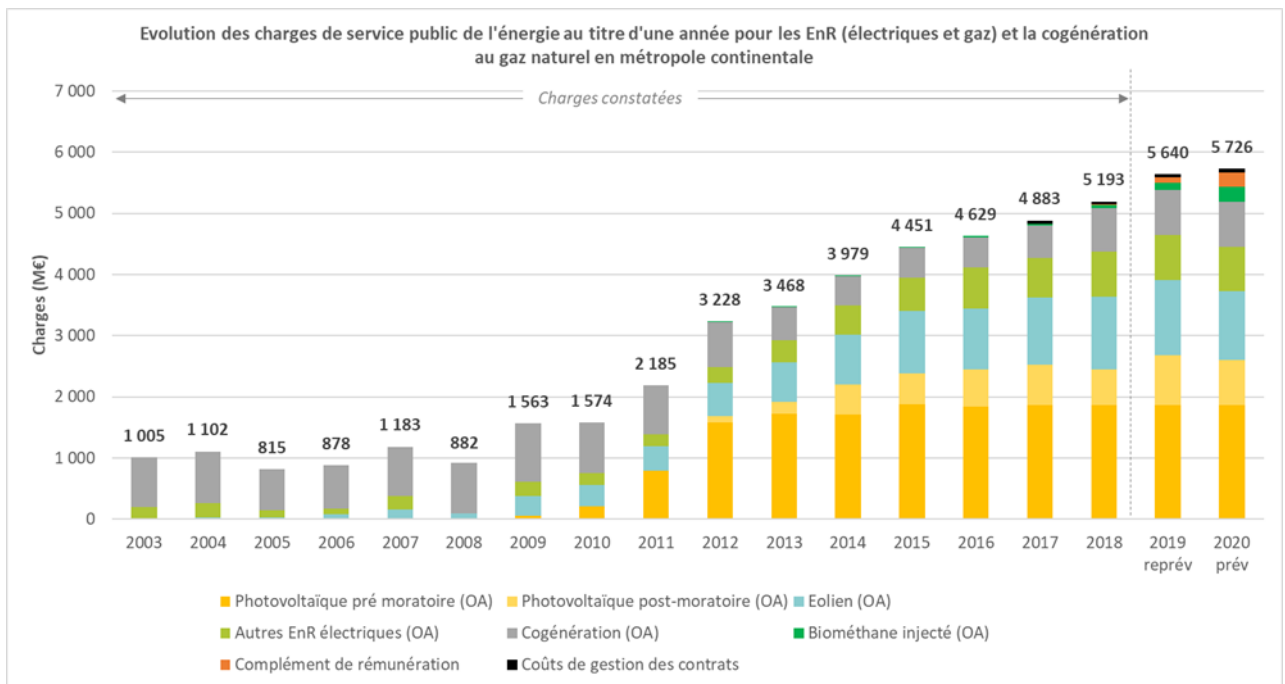


Fig. 7 : Evolution des charges de service public de l'énergie au titre d'une année pour les EnR en métropole continentale (Source : CRE)

III. Evaluation de l'impact financier des engagements existants à fin 2019

A. Approche méthodologique

L'ensemble des évaluations budgétaires présentées dans cette partie sont issues des travaux de modélisation réalisés par les services de la Commission de régulation de l'énergie et du Ministère de la transition écologique et solidaire sur le fondement d'hypothèses discutées au sein du comité et présentées ci-dessous.

1. Notion d'engagement

Les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération au gaz naturel garantissent aux producteurs une rémunération sur le long terme de l'énergie produite, en les couvrant (intégralement ou quasi-intégralement dans le cas du complément de rémunération) face aux risques d'évolution des prix sur les marchés de l'électricité ou du gaz. Ils traduisent ainsi un engagement pluriannuel de l'État, au travers des opérateurs assujettis aux obligations de service public de l'énergie, dans la politique de soutien aux énergies renouvelables. Le comité retient comme point de départ des « engagements pluriannuels », qu'il évalue suivant les dispositions du code l'énergie (article L.121-28-1) :

- dans le cadre d'arrêtés tarifaires : la date de signature des contrats d'achats ou de complément de rémunération ;
- dans le cadre des procédures concurrentielles : la date de désignation des lauréats par le ministre chargé de l'énergie.

Les engagements chiffrés dans la suite du rapport correspondent aux charges induites par les contrats signés dans le cadre de guichets ouverts avant le 31 décembre 2019 inclus, ainsi que celles induites par les contrats – déjà signés ou non – des lauréats aux appels d'offres et dialogues concurrentiels désignés avant la même date.

À l'inverse des appels d'offres clôturés pour lesquels les volumes de projets lauréats sont connus, les futures mises en service dans le cadre des guichets ouverts sont estimées sur la base d'historiques observés sur les dernières années pour chaque dispositif (ou un dispositif antérieur équivalent). L'année d'engagement d'un volume donné est alors calculée « à rebours » en fonction de son année de mise en service et d'un délai normatif pour la filière (2 ans pour la filière solaire et 3 ans pour la filière éolienne par exemple).

Les projets EnR engagent ainsi l'État dès lors qu'a été constituée une obligation potentielle de l'État envers un tiers pour une sortie de ressource financière, même si l'obligation ne sera confirmée que par des événements futurs incertains qui ne sont pas totalement sous le contrôle de l'État.

En effet, les projets s'exposent, dans leur mise en œuvre, à des délais de mise en service, et dans certains cas, à un aléa de non-réalisation.

Les délais de mise en service prévue sont notamment encadrés dans les arrêtés tarifaires et les cahiers des charges des appels d'offres. Ainsi, pour le photovoltaïque, les délais de mise en service sont actuellement de 20 mois pour les projets sur bâtiment et de 24 mois pour les projets au sol. Pour l'éolien terrestre, les délais de mise en service sont de 36 mois. Pour tout retard de mise en service, le porteur de projet s'expose à des pénalités sur le tarif ou le complément de rémunération, sauf si ce retard est induit par (1) un retard dans les travaux de raccordement, non imputable au producteur ou (2) en cas d'événement imprévisible et extérieur au producteur.

Il a, de plus, été observé depuis 2011 dans le cadre des appels d'offres photovoltaïques, un taux de non-réalisation de l'ordre de 30 %. Bien qu'un tel retour d'expérience ne soit pas encore possible pour les autres filières, un taux de chute – vraisemblablement moindre compte tenu de la modification des cahiers des

charges pour les appels d'offres visant à ne retenir à terme que les offres les plus matures détenant déjà les autorisations nécessaires – paraît probable. Le Comité retient un taux de chute de 10 à 20 % selon les filières et les typologies de projets.

Dans le cadre de l'évaluation de l'impact financier (encours) des engagements pluriannuels, le Comité prend en compte ces deux phénomènes et s'appuie donc sur la vision la plus probable des mises en service effectives des installations EnR.

Toutefois, il convient de noter que pour les appels d'offres, l'engagement maximum de l'État correspond au volume total désigné par le ministre (sans taux de chute). Pour les tarifs d'achat, il s'agit de l'ensemble des contrats attribués au cours de l'année, y compris ceux qui n'aboutiront pas à une mise en service. Dans les deux cas, les montants calculés et présentés ci-après correspondent donc à un engagement « probable » de l'État et non à un maximum.

Les estimations du Comité présentées ci-après ne correspondent ainsi pas à l'engagement budgétaire total que pourrait devoir honorer l'Etat si tous les projets étaient *in fine* mis en service.

2. Coût évité

Les mécanismes de soutien assurent aux producteurs EnR une rémunération stable de l'énergie en tenant compte de la valeur de marché de l'énergie produite, rendant le montant financier du soutien sensible à l'évolution des prix de marché. De ce fait, lorsque les prix de marché augmentent, les charges à payer pour ces installations diminuent et vice versa. Les délibérations de la CRE du 14 décembre 2016 et du 22 juin 2017 portant communication relative à la méthodologie de calcul du coût évité par l'électricité produite sous obligation d'achat et à la valorisation des certificats de capacité attachés à la production sous obligation d'achat définissent les modalités de l'évaluation annuelle par la CRE des charges relatives à l'obligation d'achat. Elles définissent notamment quelles références de prix servent à évaluer de manière prévisionnelle ou définitive la valeur captée par les acheteurs obligés.

Des hypothèses de prix de marché sont donc nécessaires pour évaluer l'impact financier des engagements. Par ailleurs, la production est variable selon les horaires, notamment pour les filières solaire et éolienne terrestre ou en mer. La moyenne pondérée du prix instantané (prix *spot*) suivant la production de ces différentes filières est différente de la moyenne à l'échelle du marché. 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. Néanmoins, il convient de noter que l'évolution des prix de marché est par nature difficile à anticiper. En pratique, ces prix s'avèrent très volatils et connaissent des retournements de tendance. À titre d'exemple, sur l'année 2019, le prix de marché de l'électricité *spot* mensuel moyen a varié entre 29 et 61 €/MWh.

B. Hypothèses centrales utilisées

La chronique prospective des mises en service correspondant aux engagements existants à fin 2019 est résumée dans le tableau suivant, par filière pour l'ensemble des EnR électriques et la cogénération.

VOLUMES (MW)	Solaire pré-moratoire	Solaire post-moratoire	Eolien terrestre	Eolien en mer	Hydraulique	Cogénération au gaz naturel	Biomasse	Biogaz	Autres électriques ²²	TOTAL électrique	
Parc soutenu en service avant 2019	3 654	5 007	14 448	0	1 940	2 801	618	416	625	29 509	
Hypothèses de mise en service	2019	1 ²³	1 049	1 308	0	77	114	0	35	12	2 597
	2020	0	1 364	1 165	0	27	16	62	25	26	2 686
	2021	0	1 805	1 055	0	23	32	143	27	43	3 129
	2022	0	1 040	1 756	528	37	16	12	25	21	3 435
	2023	0	403	518	1 494	45	0	51	0	0	2 510
	2024	0	11	130	994	8	0	16	0	0	1 159
	2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	2026	0	0	0	580	0	0	0	0	0	580
Sorties d'installations soutenues	2019	0	0	76	0	0	23	0	0	101	200
	2020	0	0	151	0	0	106	0	3	46	306
	2021	0	0	343	0	0	88	0	18	10	459
	2022	0	0	739	0	1	122	0	10	9	881
	2023	0	0	774	0	46	138	66	22	71	1 117
	2024	0	0	873	0	224	272	0	29	33	1 431
	2025	1	0	1 474	0	780	318	12	35	55	2 675
	2026	1	0	1 353	0	10	352	0	30	47	1 793

Fig. 8 : Tableau sur la chronique prospective des mises en service correspondant aux engagements existants à fin 2019 par filière (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTES/DGEC)

Les mises en service des nouvelles capacités induites par les engagements de l'État pris au 31 décembre 2019 devraient s'échelonner jusqu'en 2026, correspondant à l'année de mise en service estimée du parc éolien en mer au large de Dunkerque. En cohérence, seules sont affichées les sorties d'installations jusqu'en 2026. Afin de calculer les engagements sur la durée de vie des contrats de soutien, le Comité tient néanmoins compte des sorties jusqu'à la fin du contrat de la dernière installation mise en service, soit dans le cas présent jusqu'en 2046.

Le Comité a également estimé les volumes de biométhane qui seront injectés dans les réseaux de gaz sur la même période, sur la base des déclarations des acheteurs obligés pour 2019, 2020 et 2021. Les éventuels volumes complémentaires au-delà sont supposés induits par des contrats signés après le 31 décembre 2019.

²² Cette catégorie regroupe les filières gaz de mine, géothermie, incinération et hydrolien.

²³ Ce volume résiduel correspond à des mises en services retardées suite à des demandes de contrats effectuées dans le cadre d'anciens guichets ouverts.

VOLUMES (GWh)	Volume totale injecté sur l'année 2018	Hypothèses de volumes injectés							
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Biométhane injecté	715	1 224	2 638	6 010	Constant				

Fig. 9 : Tableau sur la chronique prospective des mises en service correspondant aux engagements existants à fin 2019 pour le biométhane injecté (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTES/DGEC)

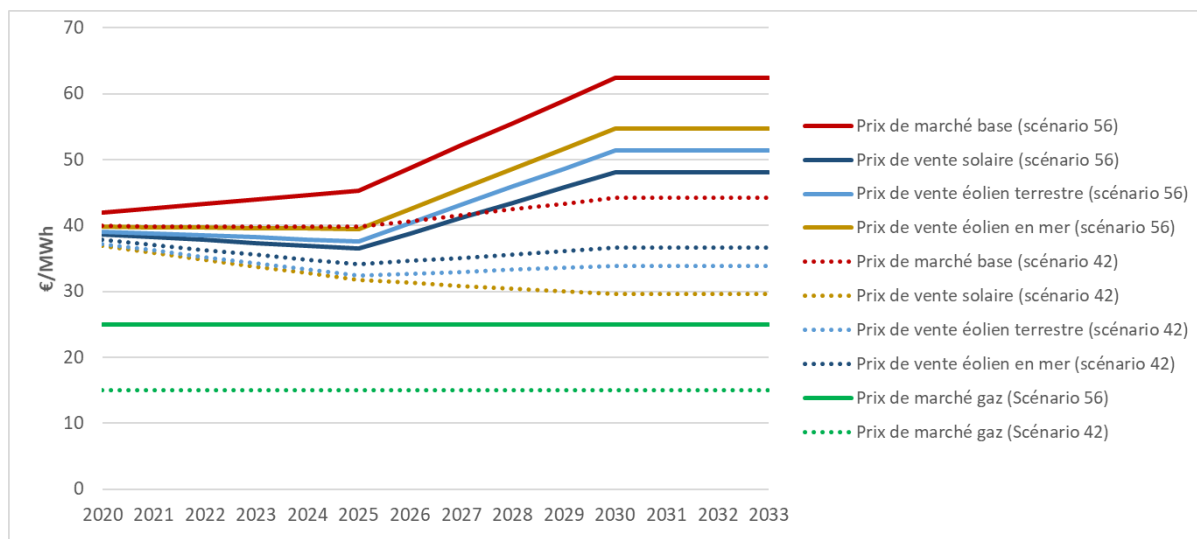
La méthodologie appliquée au biométhane diffère donc légèrement de celle employée pour les guichets ouverts des filières électriques. Si la période d'engagement est également appréciée « à rebours » (cf. paragraphe III.A.1 p.21), l'hypothèse de départ correspond à une prévision des volumes de biométhane injectés sur les réseaux de gaz à terme, et non pas à un échelonnage des mises en service des nouvelles capacités de production. Le Comité souligne par ailleurs que les acheteurs obligés disposent d'un stock important de demandes de contrat à date qui ne correspond pas directement aux chiffres exposés ci-dessus. La prise en compte totale de ce stock conduirait à des estimations d'engagements induits substantiellement supérieures à celles présentées ci-après.

Le graphique suivant précise les deux hypothèses d'évolution des prix sur les marchés de l'électricité et du gaz utilisées par le Comité.

Pour l'électricité, ces hypothèses sont les mêmes que dans le précédent rapport annuel et avaient été retenues en cohérence avec les trajectoires utilisées dans les évaluations économiques de la PPE 2019-2028. Elles distinguent 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, ci-après respectivement appelés « scénario 56 » et « scénario 42 »**, tiennent compte de prix de vente « captés » en moyenne différents pour les filières solaire, éoliennes terrestre et en mer²⁴. Le prix de marché est par ailleurs pris constant au-delà de 2030.

Deux scénarios de prix de marché du gaz à valeur constante sont également retenus pour le calcul du coût évité des contrats de biométhane injecté. Les valeurs retenues correspondent à l'éventail des moyennes annuelles observées sur les 10 dernières années - soit entre 15 et 25 €/MWh – et permettent ainsi de donner un encadrement crédible des charges pour le biométhane.

²⁴ 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: à titre d'exemple, le prix « capté » par les installations photovoltaïques est formé sur les heures d'ensoleillement.



€courants / MWh	Scénario 56				Scénario 42			
	2020	2023	2028	2030+	2020	2023	2028	2030+
Prix de marché élec base	42,0	44,0	55,6	62,4	39,9	39,9	42,4	44,2
Prix de vente solaire	38,7	37,4	43,5	48,1	36,9	33,8	30,4	29,6
Prix de vente éolien terrestre	39,1	38,2	45,9	51,4	37,2	34,3	33,3	33,9
Prix de vente éolien en mer	39,8	39,6	48,6	54,7	37,8	35,6	35,6	36,6
Prix de marché gaz	25				15			

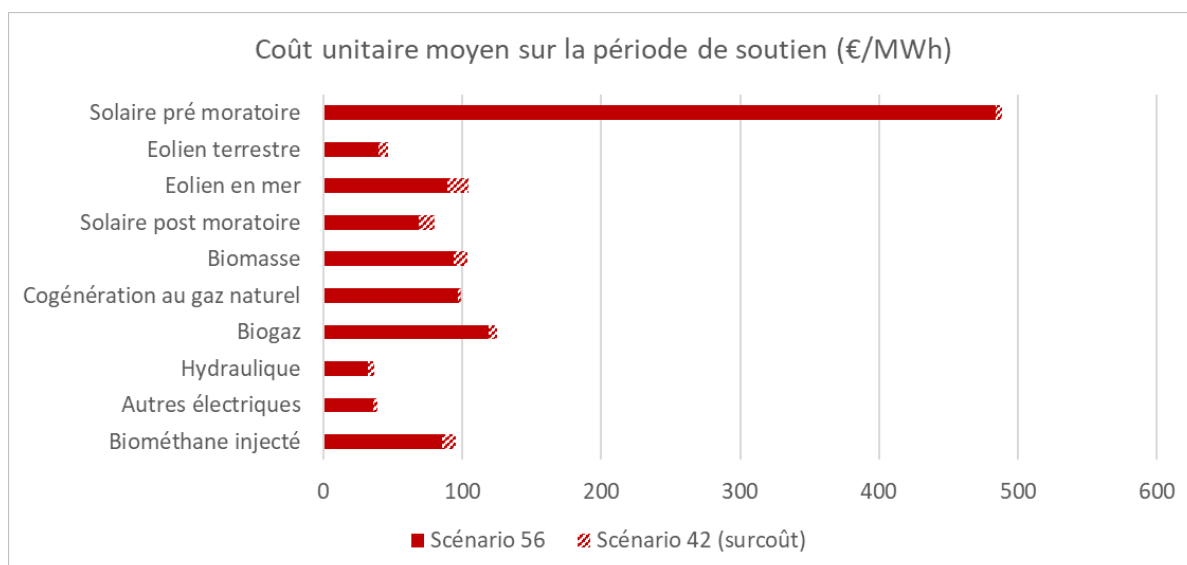
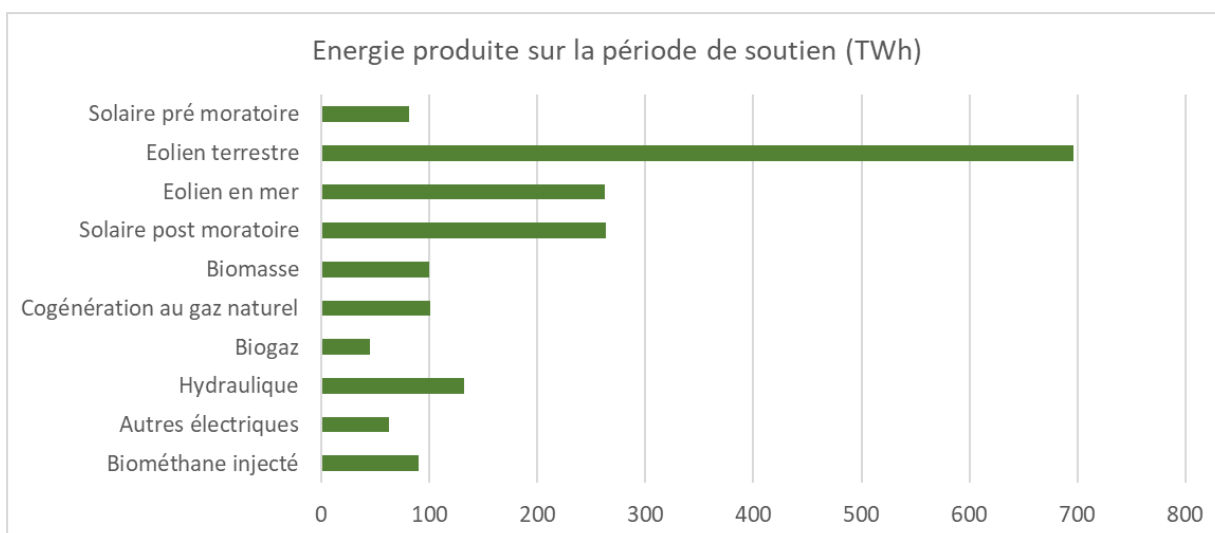
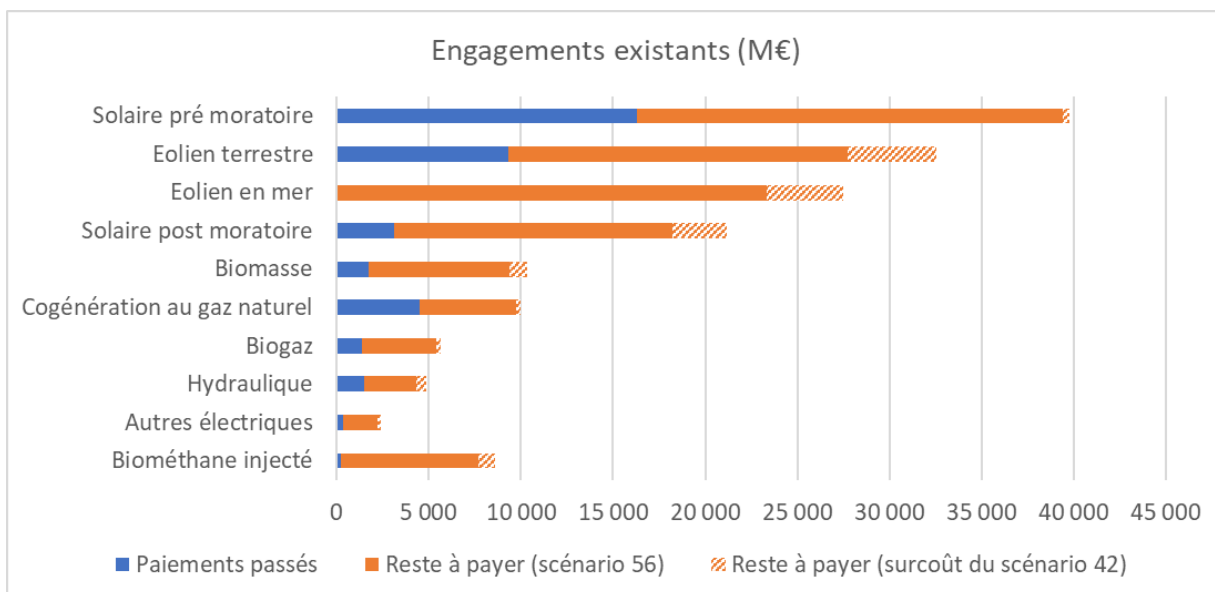
Fig. 10 : Graphique et tableau relatifs aux hypothèses d'évolution des prix de gros de l'électricité de 56€/MWh et 42€/MWh en 2028 (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTES/DGEC)

Le Comité retient par ailleurs une hypothèse normative d'inflation de 2 % par an.

C. Evaluation de l'impact financier des engagements

Suivant les hypothèses indiquées précédemment, les graphiques suivants présentent, pour les engagements existants au 31 décembre 2019 et sur la durée totale des contrats :

- l'évaluation des montants de soutien globaux par filière (paiements passés et charges induites restant à payer) ;
- l'énergie produite ;
- le coût unitaire du soutien en €/MWh.



M€ (euros courants)	Scénario 56		Scénario 42	
	Total soutien	Reste à payer	Total soutien	Reste à payer
Solaire pré moratoire	39 387	23 093	39 755	23 461
Eolien terrestre	27 734	18 399	32 531	23 196
Eolien en mer posé	21 738	21 738	25 732	25 732
Eolien en mer flottant	1 629	1 629	1 729	1 729
Solaire post moratoire	18 221	15 085	21 181	18 045
Biomasse	9 384	7 628	10 353	8 598
Cogénération au gaz naturel	9 756	5 246	9 966	5 456
Biogaz	5 411	4 016	5 674	4 278
Hydraulique	4 303	2 824	4 888	3 409
Autres électriques	2 235	1 859	2 420	2 044
TOTAL EnR électriques et cogénération	139 798	101 518	154 230	115 949
Biométhane injecté	7 705	7 481	8 580	8 356

Fig. 11 : Graphiques et tableau relatifs à l'évaluation de l'impact financier des engagements existants à fin 2019 pour les hypothèses d'évolution des prix de gros de l'électricité de 56€/MWh et 42€/MWh en 2028 (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTES/DGEC)

Analyse des résultats

Le coût total des engagements pris par l'État entre le début des années 2000 et fin 2019 en matière de dispositifs de soutien aux énergies renouvelables électriques, à la cogénération au gaz naturel en métropole continentale, et financés au titre des charges de service public de l'énergie, est compris entre 140 et 154 Md€.

Sur ces montants, entre 102 et 116 Md€ restent à payer dans les années à venir selon une chronique qui, eu égard aux dates d'engagements et à la durée des contrats, s'étale jusqu'en 2046 (bien que marginalement après 2042, voir section III.F p.33). Le montant déjà payé, environ 38 Md€, représente donc de l'ordre d'un quart du coût global de ces engagements.

Sur ces 140 à 154 Md€, les filières représentant le principal coût demeurent le photovoltaïque pré-moratoire (environ 40 Md€), l'éolien terrestre (entre 28 et 33 Md€), l'éolien en mer (entre 23 et 27 Md€) et le photovoltaïque post-moratoire (entre 18 et 21 Md€). Ces 4 filières représentent plus des trois-quarts du coût total des dispositifs de soutien.

Néanmoins, les sommes mobilisées ne correspondent pas à des volumes de production équivalents et révèlent donc des coûts de soutien unitaires différents. Ainsi, le photovoltaïque pré-moratoire présente un coût unitaire du soutien pour l'Etat de près de 500 €/MWh quand le coût unitaire de soutien de l'éolien terrestre se situe entre 40 et 47 €/MWh et le photovoltaïque post 2010 entre 69 et 80 €/MWh.

Le coût des engagements induits par les contrats de soutien à l'injection de biométhane représente environ 8 Md€, soit, aujourd'hui, moins de 6 % du soutien aux EnR électriques et à la cogénération au gaz naturel.

Zoom sur la filière PV

Les contrats concernant la filière photovoltaïque pré-moratoire continuent de représenter une charge importante du fait des tarifs élevés (en moyenne 510 €/MWh²⁵) auxquels ils donnaient droit. Le Comité se félicite que des travaux parlementaires aient mentionné les chiffres issus de son premier rapport annuel sur ce sujet et encourage à la poursuite de l'utilisation de ses évaluations pour éclairer les débats. Le Comité souscrit aux réflexions suscitées sur les incidences comparées des filières sur le plan des finances publiques, en particulier en ce qui concerne les installations photovoltaïques pour lesquelles des travaux parlementaires interrogent l'opportunité d'une renégociation des contrats PV historiques avec les grands opérateurs qui pourrait être une source d'économie mobilisable pour le soutien aux énergies renouvelables les plus performantes. Le Comité rappelle par ailleurs que les premières sorties de contrats pour ces installations ne sont pas attendues avant 2029. Ce dispositif a néanmoins permis de lancer la filière photovoltaïque en France, dont les coûts d'investissement ont baissé de plus de 70 % sur la période 2009-2017. Les prix proposés aux dernières périodes d'appels d'offres se situent aujourd'hui entre 55 et 65 €/MWh pour les grands projets au sol et entre 80 et 90 €/MWh pour les installations sur grandes toitures, le tarif accessible aux plus petites installations (toitures résidentielles) s'élevant quant à lui à 185 €/MWh. Si le coût unitaire du soutien de ces nouvelles installations est très inférieur à celui des contrats pré-moratoire – il est environ 400 €/MWh plus bas – les nouveaux engagements pris sur l'année 2019 représentent tout de même environ 2 Md€, du fait du volume important de projets développés, portant ainsi le total entre 18 et 20 Md€ pour l'ensemble des contrats post-moratoire.

Le Comité a par ailleurs revu à la baisse les hypothèses de mises en service des lauréats des anciens appels d'offres photovoltaïques lancés en 2011, 2013 et 2015, afin de prendre en compte les abandons de projets. Cette actualisation des mises en service – soit environ 450 MW en moins – induit un chiffrage inférieur d'environ 1 Md€ à celui de l'année passée pour des engagements antérieurs à 2019.

Il convient de noter qu'une fraction des volumes photovoltaïques se développent en autoconsommation. Si le montant des engagements liés au soutien à ces installations reste marginal (moins de 200 M€), le Comité souligne que le coût budgétaire pour l'Etat n'est pas limité au coût du soutien direct à ces installations puisque l'autoconsommation s'accompagne de moindres recettes fiscales sur la consommation d'électricité (CSPE, TVA, IFR, taxes locales) qui participent largement à la rentabilité de ces projets et qui ne sont pas chiffrées ici.

Zoom sur la filière éolienne terrestre

La filière éolienne terrestre, deuxième source d'électricité renouvelable après l'hydroélectricité²⁶, est également deuxième en termes de coût global de soutien, avec 28 à 33 Md€ d'engagements pris au 31 décembre 2019.

Ce chiffrage est inférieur d'environ 2 Md€ à celui de l'année précédente. Les volumes supplémentaires initialement anticipés pour les arrêtés tarifaires de 2014 et 2016 désormais abrogés ont été fortement revus à la baisse (respectivement -700 et -1 800 MW sur la période 2018-2021), du fait de taux de chute importants observés sur les demandes de contrats. Cette forte demande initiale pouvait s'expliquer par l'anticipation du nouvel arrêté tarifaire publié en 2017 et la volonté des producteurs de sécuriser un niveau de soutien maximum avant de perdre le bénéfice des anciens tarifs, aucune pénalité n'étant prévue en cas de non-réalisation de l'installation dans les délais prévus.

Sur l'arrêté E16 en particulier, le ministère chargé de l'énergie a demandé à EDF de ne pas signer les contrats au-dessus d'un volume de 1 800 MW afin d'assurer la cohérence du dispositif avec la notification formée auprès de la Commission européenne²⁷.

²⁵ Prix moyen pondéré des contrats pré-moratoire au 31 décembre 2019

²⁶ Une fois pris en compte, au-delà des installations faisant l'objet d'un soutien au travers des charges de service public, les grandes installations hydroélectriques.

²⁷ [Décision du 19 décembre 2019 relative au régime d'aide SA.46655 issu de l'arrêté du 13 décembre 2016 fixant les conditions du complément de rémunération de l'électricité produite par les installations de production d'électricité utilisant l'énergie mécanique du vent](#)

Le Comité rappelle en outre la sensibilité de la question du *repowering* et du maintien en exploitation des parcs au-delà de l'échéance du contrat d'achat (15 ans) dans un contexte où près de 8 GW seront concernés entre 2018 et 2028 pour l'évolution des charges de SPE associées et pour l'atteinte des objectifs de la PPE.

Zoom sur la filière éolienne posée en mer

Les engagements de l'État pour la filière de l'éolien en mer posé se situent entre 22 et 26 Md€, soit 2 à 3 Md€ de plus que les engagements à fin 2018, correspondant à l'époque uniquement aux six parcs lauréats des appels d'offres lancés en 2011 et 2013.

L'augmentation de 2 à 3 Md€ par rapport à l'année dernière est liée :

- au décalage des mises en service des 6 premiers parcs éoliens posés et à l'augmentation subséquente de leurs tarifs du fait de l'indexation prévue par les cahiers des charges pendant la période de développement des projets²⁸ ;
- au nouvel engagement consécutif à la désignation du lauréat du dialogue concurrentiel pour un parc au large de Dunkerque qui est néanmoins négligeable, son prix de 44 €/MWh induisant même des charges négatives sur une partie du contrat dès lors que les prix de marché de l'électricité anticipés le dépassent (cf. scénarios présentés plus haut).

Zoom sur la filière éolienne flottante en mer

La filière de l'éolien en mer flottant représente quant à elle entre 1,6 et 1,7 Md€ d'engagements. Les quatre projets d'éolien flottant sont considérés engagés à leur date de désignation en tant que lauréat de l'appel à projets fin 2016. Cet engagement s'est concrétisé début avril 2020 avec la publication de l'arrêté précisant notamment le niveau de soutien octroyé. Les engagements correspondants ne seront pris en compte que fin 2020.

Zoom sur la filière biogaz

Les engagements de l'État pour la filière biogaz se situent autour de 5,5 Md€, soit environ 0,6 Md€ inférieurs aux chiffres présentés l'année dernière. Cet écart est dû à une importante révision à la baisse des volumes initialement anticipés pour l'année 2018 dans le cadre de l'ancien arrêté tarifaire publié en 2011, près de 50 MW supérieurs aux mises en service effectivement constatées cette année-là. Il convient néanmoins de rappeler que les prévisions initiales étaient basées sur le stock de demandes de contrat encore en cours à l'époque, le taux d'abandon s'étant révélé plus important que prévu.

Zoom sur la filière biomasse

A l'inverse, les engagements liés au soutien à la filière biomasse sont en forte hausse et se situent entre 9,4 et 10,4 Md€, soit près de 2 Md€ en plus par rapport aux engagements à fin 2018. Cette augmentation est liée :

- aux lauréats de la troisième et dernière tranche de l'appel d'offres lancé en 2015 (environ 800 M€) ;
- à la prise en compte de la centrale d'Alizay (50 MW) lauréate d'un ancien appel d'offres, la mise en service n'ayant initialement pas été jugée suffisamment crédible (environ 400 M€) ;
- la prise en compte des productibles déclarés par les lauréats aux appels d'offres récents, en moyenne 2 000 heures supérieurs à l'hypothèse normative retenue l'année passée (environ 800 M€).

²⁸ Ces parcs ont par ailleurs fait l'objet d'une renégociation tarifaire en 2018 avec l'État, induisant une baisse substantielle du coût du soutien (les engagements avaient initialement été évalués par la CRE à 41 Md€ dans sa délibération du 13 juillet 2017 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2018). Une partie de ces charges sera cependant transférée dans le TURPE, les coûts de raccordements étant désormais supportés par RTE.

Zoom sur la filière du biométhane injecté

Les engagements de l'État pour le soutien au biométhane injecté s'élèvent à environ 4 Md€. L'essentiel de ce montant reste encore à payer puisque la majeure partie des installations ont produit (ou produiront) pour la première fois en 2019 (ou 2020).

Le Comité souligne par ailleurs la forte dynamique de la filière qui, si elle se poursuit, pourrait conduire à des engagements supplémentaires substantiels sur les années à venir. Les montants présentés ci-dessus ont été engagés sur une période de seulement 8 ans, l'arrêté ayant été publié en 2011. A titre de comparaison, les engagements induits sur une période équivalente par l'arrêté de soutien à la production d'électricité à partir de biogaz publié la même année se chiffrent à environ 2 Md€, soit deux fois moins. Cela tient au fait, notamment que compte tenu de leur rendement énergétique, la PPE a choisi de privilégier l'injection dans les réseaux gaziers à la production d'électricité, lorsque cela est possible.

D. Engagements pris au cours de l'année 2019

Une fois l'état des lieux des charges restant à payer correspondant aux engagements passés de l'État réalisé, le Comité s'intéresse, comme chaque année, aux nouveaux engagements de l'État pris au cours de l'année écoulée. Pour l'ensemble des filières, il s'agit des charges induites, d'une part par les contrats signés au cours de l'année dans le cadre des arrêtés tarifaires de chaque filière et, d'autre part, par la désignation des lauréats au cours de la même année à l'issue des différentes périodes des appels d'offres en cours ou clôturées. Ces engagements sont calculés sur la durée de vie des contrats, le plus souvent 20 ans.

Le Comité rappelle qu'il ne s'agit pas de l'engagement maximum de l'État, mais d'un engagement probable sur la base des taux de chutes moyens observés sur les différentes filières (demandes de contrats dans le cadre de guichets ouverts n'aboutissant pas et abandons de projets lauréats d'appels d'offres).

ENGAGEMENTS 2019 (M€)	Appels d'offres		Tarifs d'achat		Tous dispositifs confondus	
	Scénario 56	Scénario 42	Scénario 56	Scénario 42	Scénario 56	Scénario 42
Autres électriques	0	0	11	17	11	17
Biogaz	0	0	445	482	445	482
Biomasse	722	883	0	0	722	883
Hydraulique	98	137	23	28	121	165
Eolien en mer posé	60	853	0	0	60	853
Eolien terrestre	1 002	1 741	1 354	2 038	2 356	3 778
Solaire post moratoire	1 222	1 869	693	830	1 915	2 699
TOTAL ENR électriques et cogénération au gaz naturel	3 104	5 482	2 526	3 394	5 631	8 877

Fig. 12 : Tableau des engagements pris par l'Etat en 2019 au titre des dispositifs pour les énergies renouvelables électriques et la cogénération au gaz naturel (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTES/DGEC)

Les engagements pris par l'État au cours de l'année 2019 pour les énergies renouvelables électriques se situent entre 5,6 et 8,9 Md€, tous dispositifs confondus, soit 0,5 à 2,1 Md€ supérieurs à ceux pris au cours

de l'année précédente. Les filières éolienne terrestre et photovoltaïque représentent environ les trois-quarts de ces nouveaux engagements.

La filière éolienne terrestre représente environ 43 % du montant total, avec des nouveaux engagements de l'ordre de 2,4 à 3,8 Md€. Ces montants sont presque équitablement répartis entre l'arrêté tarifaire en vigueur et l'appel d'offres en cours (les tarifs plus élevés du guichet ouvert expliquent le léger écart). Il convient cependant de noter que la généralisation de l'appel d'offres à l'ensemble de la filière (hors cas particuliers, cf. paragraphe III.C p.28) devrait permettre de limiter le coût unitaire de soutien dans le futur.

Les nouveaux engagements liés au soutien à la filière photovoltaïque (1,9 à 2,7 Md€) sont quant à eux majoritairement constitués des charges induites par les lauréats des deux appels d'offres principaux au sol et sur bâtiments (environ 65 % du montant total) et de celles induites par les volumes anticipés dans le cadre de l'arrêté tarifaire en vigueur (environ 33 %). Le Comité souligne l'importance des engagements induits par le guichet ouvert au regard du volume d'énergie relativement faible qu'ils représentent sur la période de soutien (22 % du total des nouveaux contrats de la filière contre 75 % pour les appels d'offres), ceci s'expliquant par les tarifs élevés (jusqu'à 185 €/MWh) auxquels peuvent prétendre les installations de moins de 100 kW. Si ce mode d'attribution du soutien présente l'avantage d'être facile d'accès et permet donc d'ouvrir le soutien à de plus petits acteurs pouvant par ailleurs difficilement se positionner sur des appels d'offres, il convient de s'assurer du bon dimensionnement des niveaux de soutien en guichet ouvert, *a fortiori* dans la mesure où le plafond de l'arrêté tarifaire devrait être réhaussé à 300 kW.

Bien que plus marginale, la filière biomasse représente tout de même un peu moins d'1 Md€ de nouveaux engagements, liés aux projets lauréats de la troisième tranche de l'appel d'offres désormais clos. Le Comité rappelle qu'il s'agissait là du dernier dispositif de soutien à la production électrique à partir de biomasse, le dernier arrêté tarifaire ayant par ailleurs été abrogé en 2016. La programmation pluriannuelle de l'énergie pour la période 2019-2028 met en effet l'accent sur la production de chaleur pour cette filière.

Le Comité souligne par ailleurs l'absence de nouveaux engagements pour le soutien à la cogénération au gaz naturel en 2019. Il convient cependant de noter qu'entre 300 et 400 MW d'installations ayant obtenu un certificat ouvrant droit à l'obligation d'achat entre le 1er janvier et le 30 mai 2016 devraient bientôt pouvoir bénéficier d'un cadre de soutien pour assurer la transition vers un contrat de complément de rémunération. Le cadre de soutien n'ayant pas encore été formalisé par le biais d'un arrêté tarifaire, le Comité n'a pas intégré dans le présent rapport les engagements qui en résulteraient aux montants pour 2019.

Remarques sur la filière du biométhane injecté

La méthodologie d'évaluation des charges induites par le soutien à la filière biométhane repose sur des prévisions de volumes injectés à horizon 2021, et non sur des hypothèses de mise en service année par année comme pour les filières électriques. Les montants engagés au 31 décembre 2019 (8 Md€, cf. paragraphe III.C p.26), sont donc difficilement imputables à une année particulière d'engagement (d'où l'absence de chiffrage dans le tableau ci-dessus). Il est néanmoins possible d'estimer les engagements de l'année 2019 sur la base du surcroît de volume injecté prévu entre 2020 et 2021. Le Comité estime ainsi les engagements pris par l'État sur l'année 2019 pour le soutien au biométhane injecté à environ 4 Md€.

La filière biométhane connaît une croissance importante dont la dynamique est de nature à atteindre les objectifs de la PPE d'injection annuelle de 6 TWh de bio-méthane à l'horizon 2023, mais fait peser des charges significatives sur les engagements de long terme de l'Etat. La PPE conditionne explicitement les objectifs à une baisse du coût de production. Une baisse du niveau de soutien est possible dès à présent eu égard au niveau de rentabilité élevé (14 % de taux de rentabilité interne) constaté par la CRE dans son bilan technico-économique des installations de production de biométhane réalisé en 2019. A moyen terme, des baisses de coût consécutives à l'industrialisation de la filière pourraient permettre de diminuer encore le niveau de soutien à la filière.

E. Explication des évolutions des engagements entre fin 2018 et fin 2019

Le total des engagements de l'État au 31 décembre 2019 pour le soutien aux énergies renouvelables électriques, la cogénération au gaz naturel et le biométhane injecté se situe ainsi entre 148 et 163 Md€, contre 138 à 149 Md€ à fin 2018, soit un écart de l'ordre de +10 à +14 Md€. Celui-ci s'explique par :

- L'intégration du **biométhane injecté** dans le calcul des engagements (entre +7,7 et +8,6 Md€).
- La prise en compte des nouveaux **engagements pris par l'État au cours de l'année 2019**, à savoir les projets lauréats des appels d'offres de 2019 ainsi que les demandes de contrat émises la même année dans le cadre des guichets ouverts, et dont la réalisation est jugée crédible (entre +5,6 et +8,9 Md€).
- La révision des **engagements déjà pris à fin 2018** :
 - o À la baisse, avec la révision des hypothèses relatives aux dernières mises en service qui ont été ou seront effectuées dans le cadre des arrêtés éoliens terrestres 2014 et 2016 sur la période 2018-2021, soit 2,5 GW de moins par rapport à l'année passée (environ -3 Md€).
 - o À la baisse, avec la révision des dernières mises en service des lauréats aux anciens appels d'offres photovoltaïques de 2011, 2013 et 2015, soit environ 450 MW en moins sur la période 2018-2020 par rapport à l'année passée (environ -0,9 Md€).
 - o À la baisse, avec la régularisation des dernières mises en service dans le cadre de l'arrêté biogaz de 2011, soit au final 50 MW de moins que la prévision initiale (environ -0,6 Md€).
 - o À la hausse, avec la prise en compte d'un retard supplémentaire sur une partie des 6 parcs lauréats des appels d'offres éoliens en mer de 2011 et 2013, induisant une prolongation de l'indexation K du tarif renégocié (entre +1,2 et +1,9 Md€).
 - o À la hausse, avec la prise en compte de la mise en service de la centrale biomasse d'Alizay (50 MW), lauréate de l'appel d'offres de 2008 (environ +0,4 Md€)
- La **mise à jour du modèle de calcul** utilisé pour le chiffrage des engagements. Celle-ci inclut notamment une prise en compte plus large des effets de « moindre production » les premières et dernières années des contrats, un affinement de la formule d'indexation des tarifs, ainsi qu'une mise à jour des productibles pour certaines filières sur la base d'historiques observés désormais suffisants ou de déclarations des lauréats aux appels d'offres. Ces modifications peuvent, selon les cas, avoir des effets à la hausse ou à la baisse. S'il est difficile d'attribuer à chacune un impact en termes d'engagements, le Comité estime l'écart global induit par rapport au chiffrage à fin 2018 entre -1,3 et -2,1 Md€.

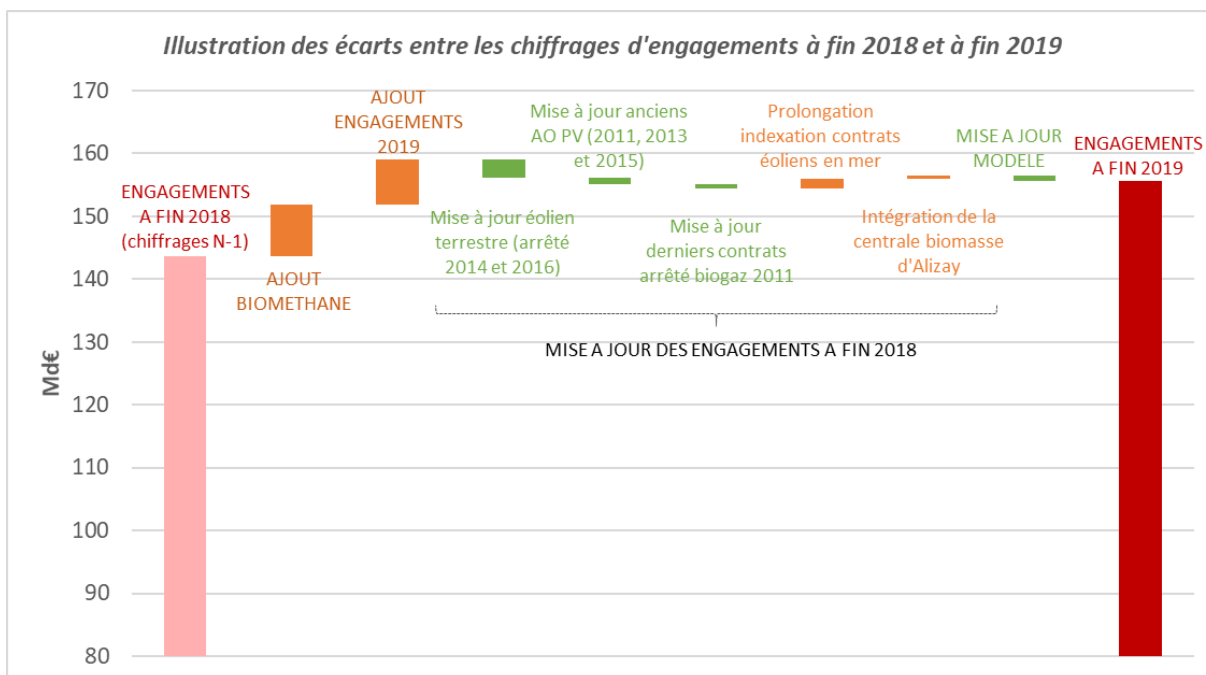


Fig. 13 : Illustration des écarts entre les chiffrages d'engagements à fin 2018 et à fin 2019 (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTES/DGEC)

F. Détail des charges par année correspondant aux engagements existants

Les travaux du Comité se concentrent en premier lieu sur l'estimation des engagements totaux, c'est-à-dire sur la durée de vie des contrats de soutien. Les chroniques ci-après sont donc données à titre informatif. En particulier, le Comité tient à souligner l'écart naturel entre les chiffres affichés pour les premières années (2020 et 2021) et ceux de la délibération de la CRE relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2021 publiée ce même mois. Ces derniers s'appuient notamment sur des hypothèses de prix de marché plus dynamiques et prennent à ce titre en compte les effets à court et moyen terme de la crise sanitaire et économique de ce début d'année.

Les graphiques suivants détaillent année par année, selon les mêmes hypothèses que précédemment, l'évolution prévisionnelle des charges sur 5 ans correspondant aux engagements existants, puis jusqu'en 2047. Ils mettent notamment en évidence l'effet sur le volume des charges de service public, autour de 2030, de la fin des contrats photovoltaïques antérieurs au moratoire. Les charges résiduelles après 2043 correspondent aux dernières années de contrat pour le parc éolien en mer au large de Dunkerque.

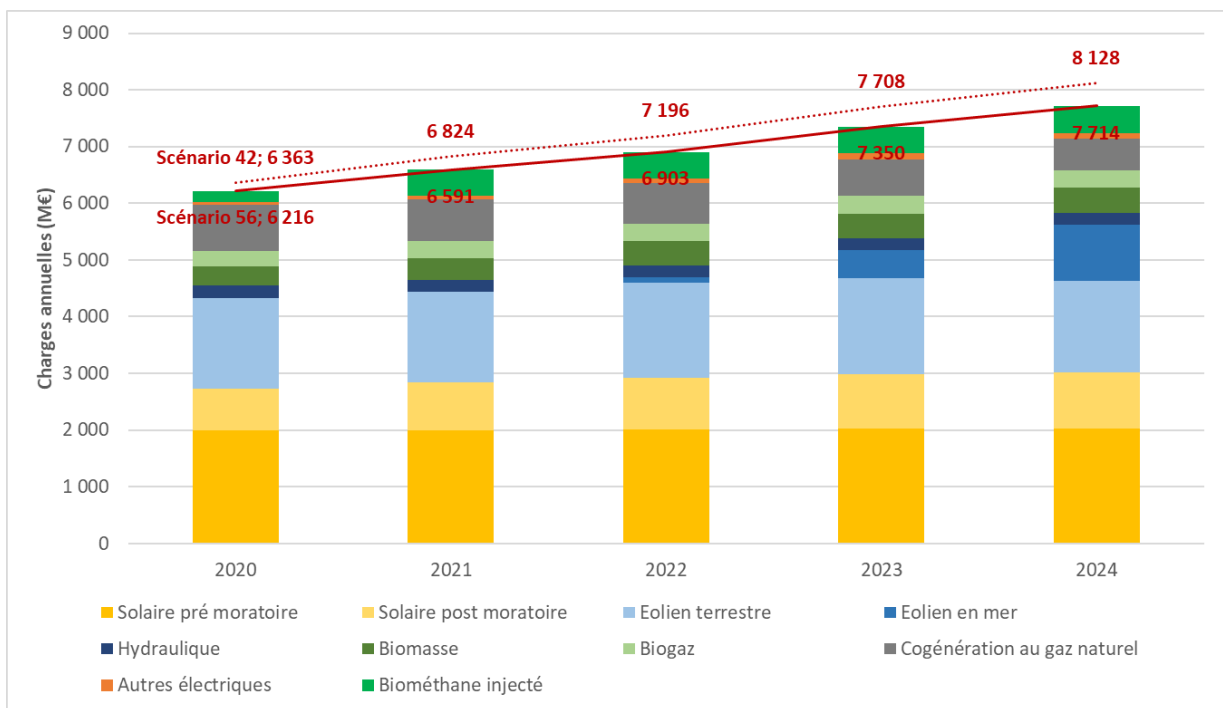


Fig. 14 : Chronique prospective à horizon 2024 des charges correspondantes aux restes à payer pour les engagements pris jusqu'à fin 2019 pour les deux scénarios de prix de marché (56 €/MWh et de 42 €/MWh en 2028) (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTES/DGEC)

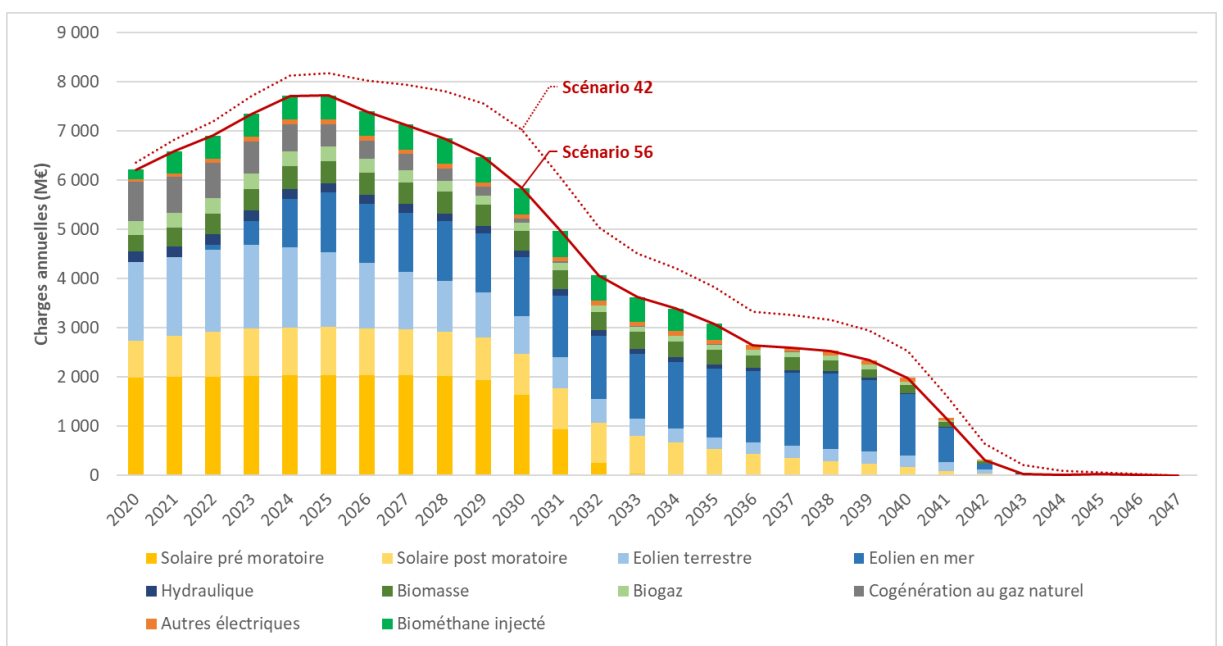


Fig. 15 : Chronique prospective à horizon 2043 des charges correspondantes aux restes à payer pour les engagements pris jusqu'à fin 2019 pour les deux scénarios de prix de marché (56 €/MWh et de 42 €/MWh en 2028) (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTES/DGEC)

Le reste à payer des engagements pris avant fin 2019 se traduit par des charges annuelles, qui :

- croîtront entre 2020 et 2025 d'environ 6,2 à 7,7 Md€ (scénario 56) sous l'effet de la mise en service de projets déjà engagés, et en particulier des projets éoliens en mer ;

- avant de connaître une baisse notable, d'environ 50 % entre 2029 et 2033, en particulier sous l'effet (i) de l'arrivée à échéance relativement concentrée des contrats photovoltaïques pré-moratoire qui représentent – à plein régime, jusqu'en 2029 – des charges annuelles de l'ordre de 2 Md€, et (ii) de l'arrivée à échéance progressive des contrats éoliens terrestres ;
- décroîtront moins fortement entre 2033 et 2037 (autour de 2,5 Md€ par an entre ces deux bornes), année après laquelle les charges annuelles diminueront sous l'effet de l'arrivée à échéance des contrats éoliens en mer, qui en régime permanent, auront représenté de l'ordre de 1,3 Md€ par an.

Le Comité rappelle que s'ajouteront à cette chronique les montants induits par les nouveaux contrats engagés à compter du 1^{er} janvier 2020 et nécessaires à l'atteinte des objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie. Ces engagements complémentaires ont fait l'objet d'un chiffrage dans l'avis du Comité sur le projet de PPE publié à l'été 2019²⁹.

G. Analyse de sensibilité

Les charges de soutien aux énergies renouvelables étant égales à la différence entre une rémunération de référence (définie dans les arrêtés tarifaires ou proposée par le producteur dans le cadre d'un appel d'offres) et la valeur de marché de l'énergie produite, l'évaluation prévisionnelle des restes à payer au titre des engagements pris jusqu'à fin 2019 est fortement sensible à l'évolution des prix de marché de l'électricité. La différence de plus de 14 Md€ entre les chiffrages présentés supra pour les trajectoires haute et basse d'évolution des prix de marché illustre cette sensibilité.

Pour apprécier la sensibilité de ses chiffrages à la variation du prix de marché, le Comité a une nouvelle fois évalué l'élasticité du montant des restes à payer au titre des engagements passés à une évolution de 1 €/MWh à la hausse ou à la baisse des prix de marché de l'électricité sur l'ensemble de la période (2020 à 2046), en effectuant une simple translation vers le haut ou vers le bas des trajectoires de prix présentées (au paragraphe III.B p.24). Les résultats sont détaillés dans le tableau ci-après.

Une sensibilité autour de l'hypothèse normative d'inflation de 2 % par an est également présentée.

MONTANTS ENGAGÉS (M€)	Restant à payer			
	Scénario 56	Scénario 42	Delta +/- 1 €/MWh	Delta +/- 1 % d'inflation
Autres électriques	1 859	2 044	20	166
Biogaz	4 016	4 278	28	184
Biomasse	7 628	8 598	80	648
Cogénération au gaz naturel	5 219	5 526	43	146
Hydraulique	2 824	3 409	61	214
Eolien en mer flottant	1 629	1 729	7	194
Eolien en mer posé	21 738	25 732	255	2 964
Eolien terrestre	18 399	23 196	478	981
Solaire post moratoire	14 380	16 993	236	435
Solaire pré moratoire	23 093	23 461	45	505
Total ENR électrique et cogénération	100 785	114 966	1 252	6 437
Biométhane injecté	3 698	3 698	87	449

Fig. 16 : Tableau relatif à l'analyse de sensibilité (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTES/DGEC)

²⁹ 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.

Ainsi, une variation de 1 €/MWh à la hausse ou à la baisse des prix de marché sur la période 2020 à 2046 se traduit par une variation des restes à payer au titre des engagements pris jusqu'à fin 2019 pour le soutien aux énergies renouvelables électriques et à la cogénération en métropole d'environ 1,2 Md€ dans les deux scénarios, soit de l'ordre de 1 % des engagements restant à payer. Cette même variation sur les prix du gaz à un impact similaire en proportion sur les charges induites par le soutien au biométhane injecté. Il convient de rappeler qu'une hausse des prix de marché induit une augmentation du coût évité et se traduit donc *in fine* par une baisse des engagements restant à payer, et inversement. Le Comité souligne l'importance de cette évaluation, eu égard à la volatilité des prix de l'énergie.

S'agissant de l'évolution des indices d'indexations des tarifs d'achat, une variation d'un point par an sur la période 2020 à 2046 se traduit par une variation des engagements restant à payer de l'ordre de 6,4 Md€ pour les énergies renouvelables électriques et la cogénération en métropole, soit environ 6 % du total. Contrairement au prix de marché, la variation s'opère dans le même sens : une baisse de l'indexation des tarifs se traduit par des charges plus faibles.

IV. Programme de travail du Comité

A. S'agissant des zones non interconnectées

Les ZNI font l'objet de programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) distinctes par territoire. Celles-ci sont actuellement en cours de révision. A l'instar de ses travaux sur la PPE en métropole continentale³⁰, le Comité rendra ses avis sur les volets budgétaires des différentes études d'impact des PPE par ZNI, au fur et à mesure de leurs publications.

Les charges de SPE dans les ZNI impliquent de prendre en compte – en plus des contrats d'obligation d'achat comme pour la métropole continentale – des cadres de soutien particuliers. La difficulté additionnelle de modélisation, notamment induite, par les contrats de gré-à-gré souvent complexes, a conduit le Comité à les écarter de ses chiffrages dans un premier temps. Le Comité prévoit cependant d'inclure à terme, dans son rapport annuel, les chiffrages des engagements pris par l'État pour le soutien aux EnR dans ces territoires au 31 décembre de l'année passée.

B. S'agissant de la prochaine édition du rapport annuel

Le Comité prévoit de préciser l'approche de la notion « d'engagement de l'État » sur la base d'éléments juridiques plus robustes et de données plus précises. S'agissant des guichets ouverts, la méthodologie actuelle, basée sur une appréciation « à rebours » de la date d'engagement à partir de la date de mise en service d'une installation (cf. paragraphe III.A.1 p.21), constitue une approximation puisque les délais entre la demande de contrat et la mise en service peuvent fortement varier selon les installations. Il pourrait dès lors être intéressant d'estimer les engagements directement induits par les demandes de contrat émises au cours de l'année passée, sans préjuger d'un éventuel taux de chute.

Tous dispositifs confondus, la prise en compte d'un taux de chute implique par ailleurs le calcul d'un engagement « probable » de l'État. Le Comité envisage donc de compléter l'approche actuelle par un scénario « maximaliste », correspondant aux engagements induits par l'ensemble des lauréats d'un appel d'offres ou la totalité des demandes de contrats sécurisant le droit à un tarif dans le cadre des guichets ouverts.

Le Comité prévoit en outre d'intégrer annuellement des prévisions d'engagements pour l'année en cours, voire pour l'année suivante. Le prochain rapport annuel pourra ainsi contenir, en plus du chiffrage des engagements pris au cours de l'année 2020, des prévisions d'engagement pour les années 2021 et 2022.

³⁰ Qui ont fait l'objet d'une publication à l'été 2019 : https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/DGEC_Avis-CGCSPE-PPE2019.pdf

ANNEXE 1 – Glossaire

ADEME :	Agence pour l'environnement et la maîtrise de l'énergie
CAS TE :	Compte d'affectation spéciale « Transition énergétique »
(Charges) SPE :	(Charges de) Service public de l'énergie (électricité et gaz)
CGCSPE :	Comité de gestion des charges de service public de l'électricité
CSPE :	Contribution au service public de l'électricité <ul style="list-style-type: none">• Ancienne CSPE : Article L121-10 du code de l'énergie, dans sa rédaction antérieure à la loi n° 2015-1786 du 29 décembre 2015 de finances rectificative pour 2015• Nouveau régime de CSPE (= TICFE, taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité) : Article 266 quinquies C du code des douanes
CR :	Complément de rémunération
CRE :	Commission de régulation de l'énergie
DGEC :	Direction générale de l'énergie et le climat
EnR :	Energies renouvelables
kWh et MWh :	kilowattheure et mégawattheure
LTECV :	Loi relative à la transition énergétique pour une croissance verte
MTES :	Ministère de la transition écologique et solidaire
OA :	Obligation d'achat
PPE :	Programmation pluriannuelle de l'énergie
PV :	Photovoltaïque
RTE :	Réseau de transport d'électricité
SER :	Syndicat des Energies Renouvelables
TICC :	Taxe intérieure de consommation sur le charbon
TICFE :	Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (a remplacé l'ancienne « CSPE » et repris la dénomination historique)
TICGN :	Taxe intérieure sur la consommation de gaz naturel
TICPE :	Taxe intérieure de consommation sur les produits pétroliers
ZNI :	Zones non interconnectées au réseau électrique métropolitain continental

ANNEXE 2 – Table des figures

- **Fig. 1 :** Formule de calcul des charges à financer en 2020 (source CRE)
- **Fig. 2 :** Illustration du calcul des charges à financer en 2020 à partir des charges prévisionnelles estimées au titre de 2019 (source CRE)
- **Fig. 3 :** Comparaison du surcoût compensé dans le mécanisme d'obligation d'achat (OA) et du complément de rémunération (CR) (source CRE)
- **Fig. 4 :** Comparaison du mécanisme d'obligation d'achat avec le mécanisme de complément de rémunération (source CRE)
- **Fig. 5 :** Tableau synoptique des modalités d'attribution et des formes de soutien des dispositifs de soutiens aux EnR électriques (source MTES/DGEC)
- **Fig. 6 :** Répartition des charges de service public de l'énergie prévisionnelles au titre de 2020 (Source : CRE)
- **Fig. 7 :** Evolution des charges de service public de l'énergie au titre d'une année pour les EnR en métropole continentale (Source : CRE)
- **Fig. 8 :** Tableau sur la chronique prospective des mises en service correspondant aux engagements existants à fin 2019 par filière (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTES/DGEC)
- **Fig. 9 :** Tableau sur la chronique prospective des mises en service correspondant aux engagements existants à fin 2019 pour le biométhane injecté (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTES/DGEC)
- **Fig. 10 :** Graphique et tableau relatifs aux hypothèses d'évolution des prix de gros de l'électricité de 56€/MWh et 42€/MWh en 2028 (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTES/DGEC)
- **Fig. 11 :** Graphiques et tableau relatifs à l'évaluation de l'impact financier des engagements existants à fin 2019 pour les hypothèses d'évolution des prix de gros de l'électricité de 56€/MWh en 2028 et 42€/MWh (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTES/DGEC)
- **Fig. 12 :** Tableau des engagements pris par l'Etat en 2019 au titre des dispositifs pour les énergies renouvelables électriques et la cogénération au gaz naturel (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTES/DGEC)
- **Fig. 13 :** Illustration des écarts entre les chiffrages d'engagements à fin 2018 et à fin 2019 (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTES/DGEC)

- **Fig. 14** : Chronique prospective à horizon 2024 des charges correspondantes aux restes à payer pour les engagements pris jusqu'à fin 2019 pour les deux scénarios de prix de marché (56 €/MWh et de 42 €/MWh en 2028) (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTES/DGEC)
- **Fig. 15** : Chronique prospective à horizon 2043 des charges correspondantes aux restes à payer pour les engagements pris jusqu'à fin 2019 pour les deux scénarios de prix de marché (56 €/MWh et de 42 €/MWh en 2028) (Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTES/DGEC)
- **Fig. 16** : Tableau relatif à l'analyse de sensibilité ((Source : Elaboré sur la base de données CRE et MTES/DGEC)