Potentiel des filières de l'électricité renouvelable à l'horizon 2050

Mars 2021

Dans la perspective des travaux du bilan prévisionnel de RTE dont la scénarisation doit porter jusqu'à l'horizon 2050-2060, le SER s'est interrogé sur le potentiel des filières de l'électricité renouvelable en France métropolitaine (hors Corse).

Chaque filière du syndicat s'est ainsi projetée selon sa capacité industrielle à maintenir ou accroître un rythme d'installation de nouvelles capacités de production d'électricité d'ici 2050.

Les résultats synthétisés ci-dessous sont issus de consultations au sein des différentes commissions du SER (hydroélectricité, éolien terrestre, éolien en mer, solaire, bioénergies électriques et énergies marines renouvelables) et correspondent aux potentiels individuels des différentes filières : ils ne constituent pas des scénarisations de l'avenir électrique de la France mais un potentiel industriel théorique, selon les données connues à date, qui pourrait être mobilisé d'ici 2050 avec des politiques publiques adaptées.

Pour chaque filière, des éléments précisant les données d'entrées à date (rythme de déploiement actuel, politiques publiques mises en œuvre ou projetées pour le déploiement des filières) et l'impact territorial sont fournies (utilisation du foncier par exemple) afin d'étayer ces potentiels.

Table des matières

I. Solaire photovoltaïque 2

II. Eolien terrestre 5

III. Eolien en mer 8

IV. Energies Marines Renouvelables 11

V. Hydroélectricité 12

VI. Bioénergies électriques 15

I. Solaire photovoltaïque

a) Etat des lieux : PPE 2018-2028

La nouvelle programmation pluriannuelle de l'électricité (PPE) a fixé un objectif compris entre 35,1 GW et 44 GW à l'horizon 2028. Fin 2020, la puissance raccordée était de l'ordre de 10 GW.

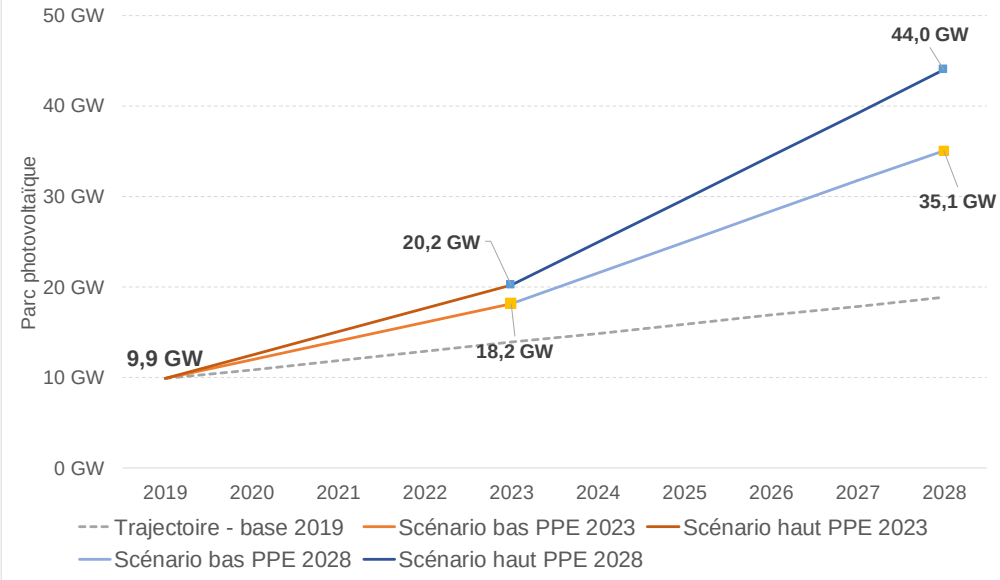


Figure 1 : perspectives de développement du solaire photovoltaïque sur la décennie 2020 – la trajectoire base 2019 correspond à une non inflexion du rythme de déploiement qui se maintiendrait à 1 GW/an.

b) Perspectives à l'horizon 2050

Pour l'élaboration des trajectoires post-2028, il est considéré que l'industrie se structurera pour atteindre les objectifs de la PPE (environ 40 GW) et qu'après 2028, la filière se développera selon le rythme impulsé par la PPE. Trois évolutions seraient alors possibles :

- Une **trajectoire « PPE continue »** qui considère un rythme moyen sur la période PPE 2023-2028 comme maintenu (4,3 GW/an installés sur la période 2030-2050) ;
- Une **trajectoire « SER 1 : accélération progressive »** qui considère l'atteinte des objectifs de la PPE (40 GW en 2028) puis une accélération progressive pour atteindre un rythme de l'ordre de 5 GW/an sur la période 2030-2050,
- Une **trajectoire « SER 2 : accélération forte »** qui considère l'atteinte des objectifs hauts de la PPE (44 GW) avec un rythme d'installation s'accélérant sur la fin de la période 2023-2028 avec une stabilisation de la croissance à un rythme atour de 6 GW/an pour les centrales au sol et pour les installations sur bâtiments.

Concernant les évolutions à venir on peut retenir les hypothèses suivantes :

- Le baisse des coûts des technologies photovoltaïques devrait se poursuivre dans les années à venir, même sans saut technologique ;
- A ce stade, il paraît cependant difficile de prévoir quelle sera la technologie dominante et le niveau de performance associé dans 10 ans ;
- Jusqu'à 2028, les appels d'offres devraient en grande partie diriger le secteur et l'équilibre du marché entre centrales au sol et installations sur bâtiments.

Répartition centrale au sol - toiture

Les potentiels proposés par le SER prennent en compte une répartition entre deux types d'installations photovoltaïque : d'une part les installations dites sur « bâtiments » considérés comme les installations de moins de 250 kW et les installations dites au « sol » considérées comme les installations de plus de 250 kW[1]. Cette répartition a été établie selon les données du soutien public actuel :

- AO Installation au sol : 1,7 GW/an (60%)
- AO grandes toitures : 100 kW-8 MW : 0,9 GW/an (32%)
- Guichet ouvert (inf. 100 kW, bientôt 500 kWc) : 0,24 GW (8%)

Nous considérons dans la trajectoire « PPE continue » que la structure de la filière restera constante jusqu'à 2028 (40-60%) : la segmentation qui se sera constituée sur la base du soutien public aura structuré une industrie qui devrait poursuivre son développement avec probablement davantage de projets en autoconsommation pour les projets en toiture et de PPA pour les parcs au sol, avec une diminution globale du soutien public après 2028.

Dans la trajectoire « SER 2 : accélération forte », après 2028, nous considérons une évolution différenciée des taux de croissance selon les types de projets est considérée, avec un atterrissage à un taux de croissance annuel à 4% pour les centrales sur bâtiments et à 1% pour les centrales au sol à horizon 2038. Cette différenciation pourrait se justifier par un rééquilibrage en faveur des installations sur toiture pour préserver l'adhésion citoyenne à la filière.

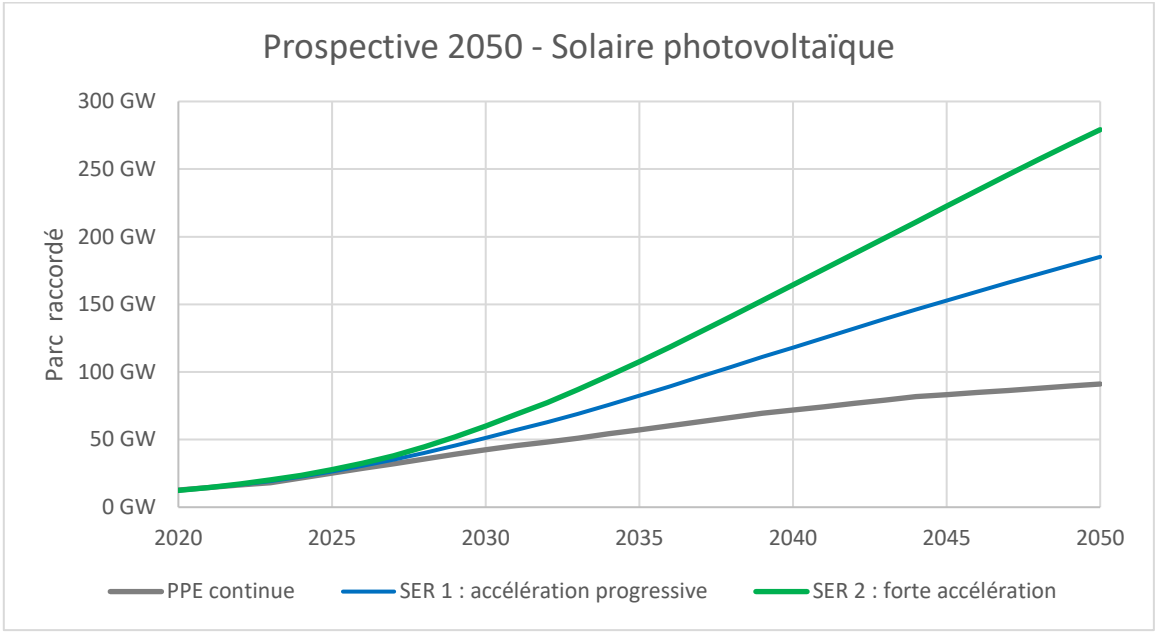
Renouvellement des installations

A partir de 2030, renouvellement des installations est pris en compte dans les trajectoires car il impactera le rythme net d'ajout de capacité : le remplacement de panneaux mobilise des ressources qui ne peuvent être mobilisées pour de nouvelles installations et est donc à intégrer au rythme d'ajout de capacité. Afin d'estimer l'impact du renouvellement on considère que :

- la puissance du parc renouvelé sera augmentée de 20% du fait des gains de rendement des panneaux ;
- Il faut 50% de ressource en moins pour réaliser un renouvellement de centrale au sol (supports et terrains déjà disponibles) ;
- Il faut autant de ressource pour renouveler une installation en toiture (remplacement complet, réfection éventuelle de la toiture).

Dans l'ensemble le renouvellement induira un léger infléchissement du rythme net d'ajout de capacité après 2035/2040.

[1] Cette hypothèse constitue une approximation forte car il existe des projets au sol de moins de 250 kW et il existe des projets sur toiture de plus de 250 kW (AO grandes toitures 100 kW – 8 MW). On peut néanmoins considérer en approximation que les deux se compenseront.



Puissance installée (en GW)	Trajectoire 2050 « stabilisation PPE »	Trajectoire SER 1 accélération progressive	Trajectoire SER 2 forte accélération
Installations sur bâtiment (inf. 250 kVA)	35,5 GW	82,0 GW	128,4 GW
Installations au sol (sup. 250 kVA)	55,6 GW	106,6 GW	157,6 GW
Total	91,1 GW	188,6 GW	286,0 GW

L'énergie produite a été calculée en appliquant un facteur de charge de 14,2% au parc français qui correspond au facteur de charge actuel. A noter, l'évolution du facteur de charge dépendra notamment de facteurs tels que la proportion entre centrales sur bâtiments et centrales au sol, les impacts du changement climatique et des évolutions technologiques à venir qui peuvent jouer dans des directions opposées.

Energie produite (en GW)	Trajectoire 2050 « stabilisation PPE »	Trajectoire SER 1 accélération progressive	Trajectoire SER 2 forte accélération
Installations sur bâtiment (inf. 250 kVA)	44,2 TWh	102,0 TWh	135,4 TWh
Installations au sol (sup. 250 kVA)	69,1 TWh	132,6 TWh	211,8 TWh
Total	113,3 TWh	234,6 TWh	347,2 TWh

En ce qui concerne les installations au sol la trajectoire haute, qui prévoit 157,6 GW, correspondrait à une emprise au sol d'environ 240 000 hectares si l'on considère que 1,5 ha sont nécessaires par MW installé en prenant en compte par exemple les mesures d'évitement pour la préservation de la biodiversité.

Cette superficie de 240 000 ha correspond à 0,4% de la superficie de la France continentale et à trois années de progression du massif forestier. A titre de comparaison les surfaces considérées comme agricoles représentent un peu plus de 50% de la superficie de la France continentale. A noter, les projets photovoltaïques peuvent associer une production agricole à la production électrique. Par ailleurs, des études sont en cours pour évaluer les bénéfices apportés localement en termes de biodiversité par les centrales photovoltaïques au sol.

II. Eolien terrestre

a) Etat des lieux : PPE 2018-2028

La nouvelle PPE a fixé un objectif pour l'éolien terrestre compris entre 33,2 et 34,7 GW. Fin 2020, la puissance raccordée était de l'ordre de 17 GW et environ 10 GW de projet étaient en file d'attente rendant l'atteinte de l'objectif 2028 vraisemblable sachant qu'un projet en file d'attente émerge en 5 ans en moyenne (avec de fortes disparitions selon si les recours sur les autorisations aboutissent). Par ailleurs, 12,5 GW de projets sont en cours d'instruction, ce qui démontre un réel dynamisme de la filière amont.

b) Perspectives à l'horizon 2050

Du fait de la maturité avancée de l'industrie éolienne terrestre à l'issue de la PPE, le développement de la filière sur les périodes post 2030 sera conditionné trois critères principaux : la disponibilité du foncier, l'adhésion des riverains, et la levée des contraintes de hauteur pour déployer le potentiel technologique.

Trois trajectoires de développement ont ainsi été élaborées :

- Une **trajectoire de référence « PPE continue »**, qui présente le rythme nécessaire pour l'atteinte des objectifs 2028 fixés par le gouvernement, et conserve après 2028 ce rythme régulier d'augmentation de la puissance du parc avec de nouvelles installations et le renouvellement de l'existant. Il s'agit d'un scénario de développement extensif ;
- Une **trajectoire « SER 1 : accélération progressive »**, qui permet un développement accéléré après la PPE, grâce notamment à une levée partielle des contraintes, une bonne adhésion à l'éolien qui pousse à une simplification du cadre existant. Par rapport au scénario de référence, il s'agit d'un mode de développement avant tout intensif ;
- Une **trajectoire « SER 2 : accélération forte »**, qui explore les possibilités d'un déploiement du potentiel éolien du territoire français grâce à la levée des contraintes (zones SETBA & RTBA par exemple) dans des zones propices au développement et une très bonne adhésion aux projets éoliens, permettant l'installation de machines plus performantes dans des zones propices au développement. Il s'agit ainsi d'une trajectoire de développement extensive et intensive.

Nb : dans toutes les trajectoires, il a été supposé que l'intégralité des mats serait renouvelée après une durée de vie de 25 ans.

Hypothèses de la trajectoire « PPE continue »

Le scénario « PPE continue » est une trajectoire conservatrice qui considère l'atteinte de l'objectif PPE de 33 GW à l'horizon 2028 via l'ajout de nouvelles installations et le renouvellement d'installations existantes, pour un rythme annuel moyen d'environ 2,4 GW (+1,5 GW net du renouvellement). Il considère que les contraintes qui pèsent actuellement sur le développement de l'éolien en France ne seront que peu levées, dans une mesure néanmoins suffisante pour l'atteinte des objectifs de la PPE. Après 2028, le rythme de croissance de la puissance se poursuit sans rupture. Le renouvellement est considéré comme systématique à 25 ans, mais ne permet qu'une augmentation limitée de la puissance des machines du fait des contraintes d'exploitation : le renouvellement est ainsi souvent effectué à gabarit (taille, toilage) identique. Le développement de nouvelles installations se poursuit également, mais à un rythme limité par la disponibilité du foncier et par des temps de développement long.

En 2050, la puissance du parc s'élèverait à 63 GW en 2050 avec environ 15 000 mats installés (+550-650 mats installés par an, dont ceux pour le renouvellement) pour une puissance moyenne d'environ 4 MW par génératrice, représentant 30% de l'électricité française.

Hypothèses de la trajectoire « SER 1 : accélération progressive »

La trajectoire « SER 1 : accélération progressive » reprend les objectifs fixés par le SER dans son scénario 2030, soit 40 GW en 2030[2], et conserve ce rythme de croissance à travers le renouvellement des installations et le développement de nouveaux projets dans des zones libérées.

Pour permettre d'atteindre ce rythme moyen de 3 GW/an (+2,2 GW net du renouvellement) sur la période 2020-2050, cette trajectoire suppose une simplification plus importante, poussée par une adhésion importante de la population à l'éolien. Quelques zones actuellement grevées de contraintes pourront être libérées pour permettre un développement accru, ce qui permet par ailleurs au renouvellement des installations des évolutions de gabarit et donc une hausse de la puissance. Toutefois, dans cette trajectoire, une partie importante des limitations restent existantes (biodiversité et radars notamment) et les plafonds aéronautiques empêchent l'installation des machines les plus performantes possibles, mais une hausse du facteur de charge est possible avec un plus grand toilage.

En 2050, la puissance raccordée serait de 85 GW avec environ 16 500 mats installés (+650-750 mats installés par an, dont ceux pour le renouvellement) pour une puissance moyenne de 5 MW par éolienne, produisant 45% de l'électricité française.

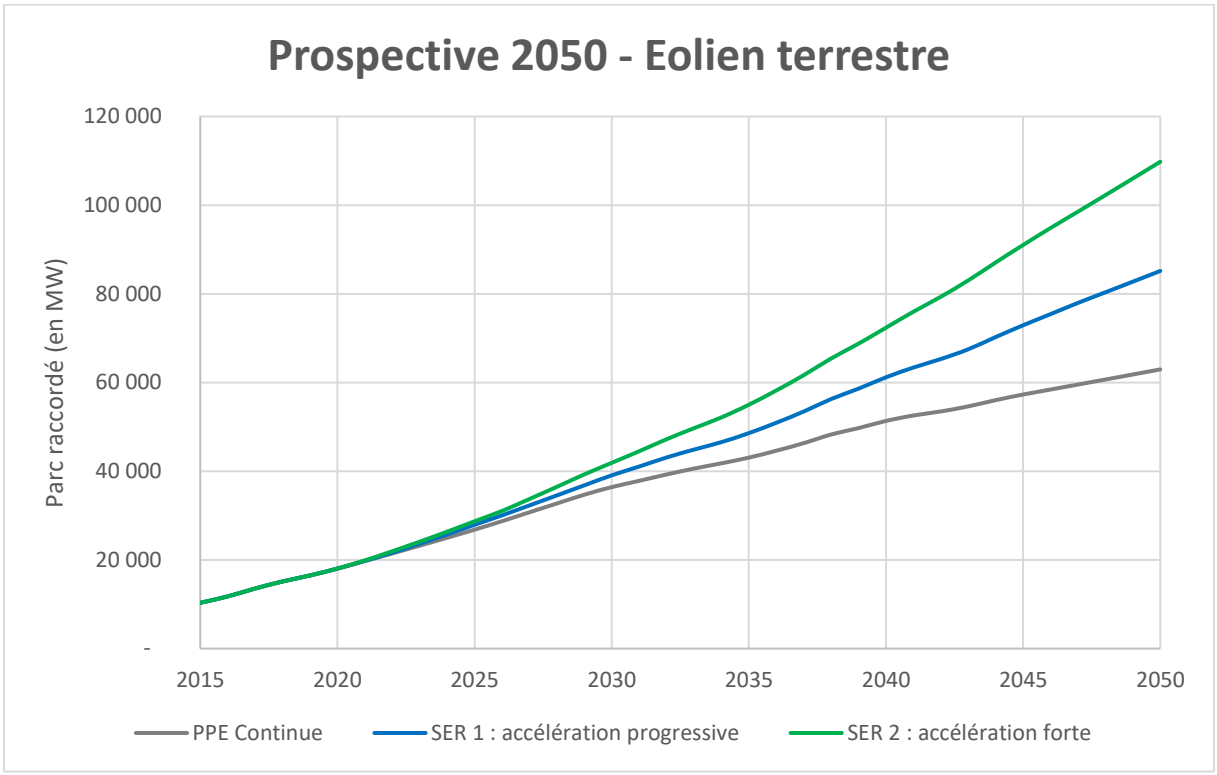
Hypothèses de la trajectoire « SER 2 : accélération forte »

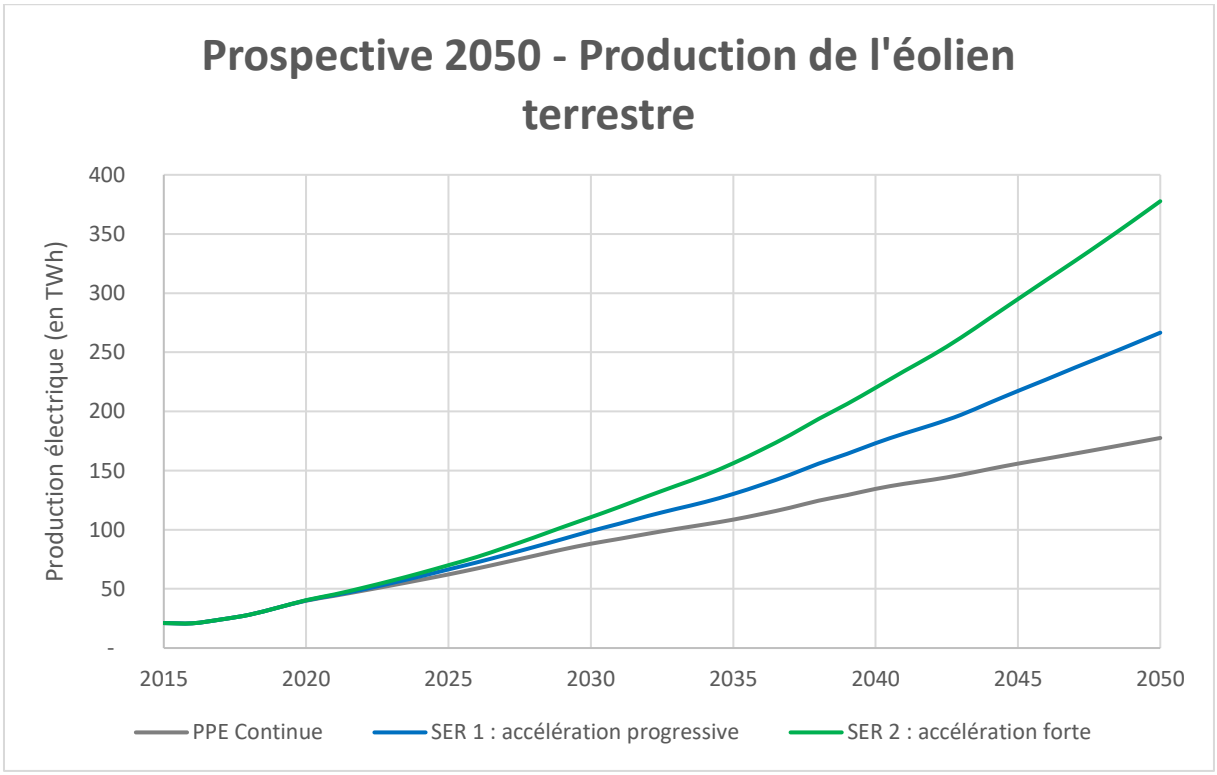
La trajectoire « SER 2 : accélération forte » donne un aperçu de la capacité éolienne qui pourrait être développée grâce à la levée des contraintes (zones SETBA & RTBA notamment), à la simplification des mesures encadrant le développement et le renouvellement.

Pour atteindre le rythme moyen sur 2020-2050 de 4 GW/an (+3 GW/an net du renouvellement), cette trajectoire suppose une politique volontariste pour permettre une optimisation des potentiels, territoriaux et technologiques. Il suppose également une adhésion forte de la population à l'éolien. Le développement des projets dans les zones les plus propices et l'exploitation de machines plus grandes et plus performantes (meilleur facteur de charge notamment, mais aussi plus grande puissance) permet une augmentation significative de la contribution de l'éolien à la production d'électricité française. Cette trajectoire limiterait les coûts, notamment en développant des zones où des capacités réseaux sont déjà disponibles.

En 2050, la puissance raccordée serait de 110 GW avec 18 000 mats (650-800 mats installés par an, dont ceux pour le renouvellement) pour une puissance moyenne de 6 MW par éolienne, représentant 65% de l'électricité produite en France métropolitaine.

[2] Scénario disponible dans les annexes, publié en 2018 dans le cadre de l'élaboration de la PPE.


Prospective 2050 - Eolien terrestre
120 000
100 000
80 000
60 000
40 000
20 000
-
Parc raccordé (en MW)
2015
2020
2025
2030
2035
2040
2045
2050
PPE Continue
SER 1 : accélération progressive
SER 2 : accélération forte


Prospective 2050 - Production de l'éolien terrestre
400
350
300
250
200
150
100
50
-
Production électrique (en TWh)
2015
2020
2025
2030
2035
2040
2045
2050
PPE Continue
SER 1 : accélération progressive
SER 2 : accélération forte

III. Eolien en mer

a) Etat des lieux : PPE 2018-2028

Suite aux annonces gouvernementales répétées, la PPE devrait fixer un rythme d'attribution d'appels d'offres pour l'éolien en mer de l'ordre de 1 GW/an. Ces capacités viendront s'ajouter aux 3,7 GW déjà attribués des AO1, 2 & 3 et des appels à projet pour l'éolien flottant.

<table>
<tr><th></th><th>2019</th><th>2020</th><th>2021</th><th>2022</th><th>2023</th><th></th></tr>
<tr><td>Eolien flottant 750 MW</td><td></td><td></td><td>250 MW Bretagne Sud 120 €/MWh</td><td>2 × 250 MW Méditerranée 110 €/MWh</td><td></td><td rowspan="2">1 000 MW par an, posé et/ou flottant, selon les prix et le gisement, avec des tarifs cibles convergeant vers les prix de marché sur le posé</td></tr>
<tr><td>Eolien posé 2,5 à 3 GW</td><td>600 MW Dunkerque 45 €/MWh</td><td>1 000 MW Manche Est Mer du Nord 60€/MWh</td><td colspan="2">500 - 1 000 MW Sud-Atlantique 60 €/MWh</td><td>1 000 MW 50 €/MWh</td></tr>
</table>

Figure 2 : calendrier des appels d'offres, extrait de la PPE

En 2028, compte-tenu du temps de développement des projets estimé à environ 7 ans, la capacité installée pour l'éolien en mer devrait ainsi être comprise entre 5,2 et 6,2 GW, correspondant à la mise en service des capacités des appels d'offres attribués jusqu'en 2021, dans l'hypothèse où les appels d'offres prévus par la PPE en 2020 et 2021 seraient attribués dans les délais prévus, ce qui pourrait être retardé compte tenu des calendriers actuellement envisagés pour ces appels d'offres.

Le développement des capacités éoliennes en mer s'inscrit nécessairement dans une perspective de long terme ; à l'échelle européenne, la Commission européenne a adopté, en novembre 2020, une Stratégie offshore dans le cadre du Pacte vert européen, qui prévoit la mise en service, d'ici 2050, de 300 GW éolien en mer (12 GW fin 2020).

b) Perspectives à l'horizon 2050

Au-delà de la PPE plusieurs trajectoires sont envisageables qui incluent un certain nombre de variables :

- Une **trajectoire basse « PPE continue »** : mise en service de 1 GW/an sur toute la période ;
- Une **trajectoire « SER 1 : accélération progressive »** : mise en service de 1 GW/an, puis 2 GW/an (à partir de 2035) puis 3 GW/an (à partir de 2042)
- Une **trajectoire « SER 2 : accélération forte »** : mise en service de 1 GW/an jusqu'en 2030, puis une accélération progressive jusqu'à atteindre 4 GW/an à partir de 2045 ;

Toutes les trajectoires considèrent des délais de mise en œuvre importants pour l'éolien en mer : la mise en service d'un parc se fait sept ans après l'attribution en appel d'offres. Toute inflexion dans le rythme de développement de l'éolien en mer devra donc être décidée politiquement entre huit et dix ans avant la date d'effet souhaitée pour l'accélération (sauf évolution majeure dans les procédures d'autorisation).

Les trajectoires se basent sur le mécanisme d'appel d'offres pour toute la périodisation (pas de développement hors appels d'offres envisagé ici), en considérant l'attribution d'un à trois projets par an, de taille variable (entre 500 MW et 2 GW, en cohérence avec l'évolution de la taille des parcs déjà observée ailleurs en Europe).

Le renouvellement ne joue que peu de rôle dans cette trajectoire car il a été considéré que les parcs en mer resteraient en service 25 ans en moyenne. Les premiers parcs renouvelés n'interviendraient donc qu'en toute fin d'analyse (autour de 2045) et l'impact serait minime à cet horizon (3 GW renouvelés tout au plus en 2050). La prolongation des tendances en 2060 pourrait cependant aboutir à une trajectoire différente avec des gains

significatifs sur les parcs mis en service dans les années 2020 (triplement de la puissance envisageable, selon disponibilité du raccordement).

Hypothèses de la trajectoire « PPE continue »

Cette trajectoire part du principe que le rythme PPE sera maintenue au-delà de 2030 selon l'objectif de la loi énergie-climat du 8 novembre 2019, prévoyant l'attribution de 1 GW/an minimum : dans ce scénario, une faible disponibilité de sites pour l'éolien posé comme flottant mèneront à un rythme constant d'ajout de capacité, bien que la filière fera des gains en puissance via des nouvelles machines (15-20 MW).

En fin de période (2050), ce scénario aboutit à l'occupation d'une surface maritime de 6 000 km^2 environ, soit 1,7% de l'espace maritime métropolitain, pour 30 GW installés.

Hypothèses de la trajectoire « SER 1 : accélération progressive »

Cette trajectoire postule une disponibilité moyenne de sites avec l'attribution de deux projets par an (un posé, un flottant en début de période, indifférencié sur la fin de période) avec une élévation progressive de la puissance des projets du fait de machines plus puissante de l'ordre de (24 MW voire plus) et qui aboutirait à un rythme d'ajout de capacité de 1 GW/an jusqu'en 2030, 2 GW/an de 2035 à 2042 et enfin 3 GW par an au-delà (AO de 1000 MW jusqu'en 2028 puis 2000 MW jusqu'en 2035 et de 3000 MW sur la fin de période).

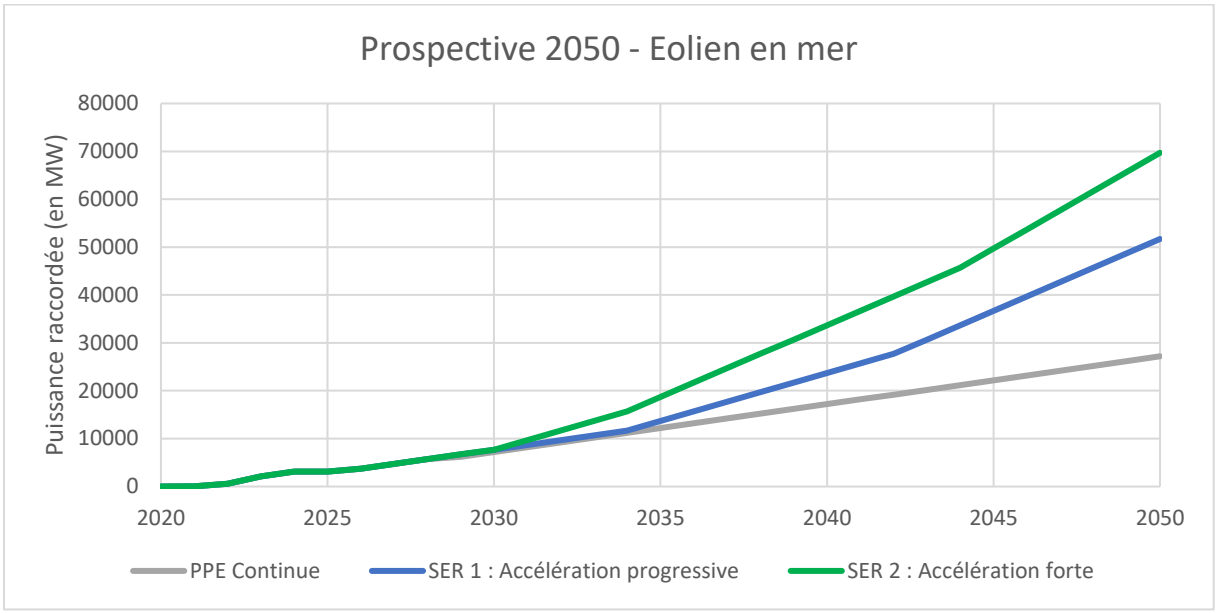
En fin de période (2050), cette trajectoire aboutit à l'occupation d'une surface maritime de 11 500 km^2 environ, soit 3,3% de l'espace maritime métropolitain.

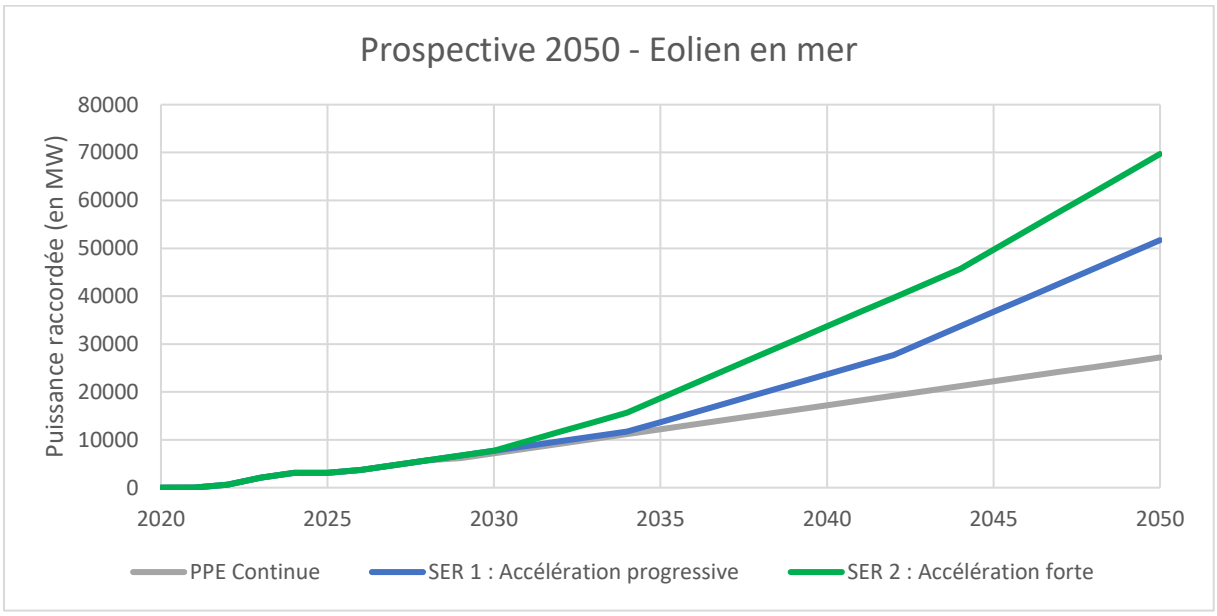
Le développement de l'éolien en mer à hauteur de 50 GW environ en 2050 constitue aujourd'hui l'hypothèse de développement la plus consolidée par la profession et est cohérente avec la décision du Comité interministériel de la Mer (CIMER) du 22 janvier 2021 d'engager une planification de long terme du développement de l'éolien en mer, considérant un potentiel de 49 à 57 GW pour l'éolien en mer en France à 2050.

Hypothèses de la trajectoire « SER 2 : accélération forte »

Ce scénario postule une forte disponibilité des sites avec un volontarisme politique fort pour lancer 3 projets par an dès 2025 ce qui permet de passer, dès le début de la décennie 2030, à un rythme de 2 GW par an. Un rythme de 2 à 3 projets attribués par an est maintenu par la suite ce qui permet, grâce aux gains de puissance des nouvelles machines (24 MW voire plus), de passer à un rythme d'ajout de capacité de 3 GW/an dès 2035 et de 4 GW/an à partir de 2045.

En fin de période (2050), cette trajectoire aboutit à l'occupation d'une surface maritime de 15 500 km^2 environ, soit 4,4% de l'espace maritime métropolitain.





Nb : l'énergie produite a été calculée en appliquant un facteur de charge moyen de 40% au parc français.

IV. Energies Marines Renouvelables

Au-delà de l'éolien en mer, une diversité de technologies, telles que l'hydrolien ou le houlomoteur, permettent d'exploiter les forces du milieu marin. Issues de développements plus récents, ces technologies ont évolué au cours des dix dernières années progressant du stade de prototype vers la réalisation de démonstrateurs en conditions réelles.

Au niveau national, européen et international, certaines technologies, notamment d'hydrolien et de houlomoteur ont ainsi été installées et testées sur divers sites d'essais, permettant des ajustements techniques et la conception de machines de seconde génération, pour certaines en cours de déploiement au sein de fermes pilotes.

La France dispose d'un potentiel naturel élevé – parmi les meilleurs à l'échelle européenne - pour l'exploitation des énergies marines autres que l'éolien en mer, bénéficiant de courants particulièrement propices à l'hydrolien au large du Raz-Blanchard et du Fromveur (potentiel de 3 à 5 GW), mais aussi d'une ressource favorable au développement du houlomoteur sur sa façade Atlantique. L'exploitation de ces ressources naturelles présente l'avantage d'une production d'électricité renouvelable sur des espaces différenciés de ceux qui seront utilisés pour l'éolien en mer mais aussi d'un profil de production complémentaire : la production hydrolienne, utilisant la force des marées, suit ainsi un cycle de production prévisible des mois en avance, tandis que l'énergie houlomoteur jouit d'un facteur de charge particulièrement constant.

Intégrée au Pacte vert européen, la stratégie de l'Union européenne reconnait le fort potentiel des énergies marines renouvelables, au-delà de l'éolien en mer, et en établissant une trajectoire pour le développement des autres énergies marines à 100 MW d'ici 2025, 1 GW d'ici 2030 pour finalement atteindre 40 GW en 2050.

A l'échelle nationale, le développement de ces énergies marines doit être conçu dans cette perspective de long terme (2050) de sorte à organiser la phase de commercialisation et d'industrialisation de ces filières qui les conduiront à changer d'échelle en termes de coûts et de puissance de production, ce qui devrait intervenir, sur la base des retours d'expérience des courbes d'apprentissage des autres filières électriques notamment, d'ici les dix prochaines années. A horizon 2050, le SER estime ainsi qu'une capacité de 3 à 6 GW devrait être considérée pour les énergies marines renouvelables, hors éolien en mer.

V. Hydroélectricité

a) Etat des lieux : PPE 2018-2028

Pour l'hydroélectricité, un scénario prenant en compte les différents potentiels identifiés historiquement par la profession, et partagés avec l'administration pour l'élaboration du projet de PPE avait été bâti :

Potentiel par source (MW/MWh)			Total	Hors liste 1
Centrales nouvelles	Concession (sites vierges)	>10MW	Env. 2 090 MW 5,8 TWh	Env. 370 MW 1,3 TWh
		<10MW		Env. 120 MW 0,4 TWh
	Autorisation	Sites vierges	Env. 750 MW 2,5 TWh	Env. 170 MW 0,6 TWh
		Sites existants	Entre 260 et 470 MW (0,9 – 1,7 ,TWh)	
Moulins			Entre 350 et 400 MW	
Suréquipement et rénovation de l'existant			Env. 400 MW ≈ 0,8 TWh	

Ces potentiels ont été réactualisés, en incluant notamment les STEP, et un gisement supplémentaire de suréquipement suite aux mesures facilitant les augmentations de puissances (Loi Energie Climat).

b) Potentiel 2050

La loi sur l'eau et les milieux aquatiques de 2006 a réformé le classement des cours d'eau français. Ainsi, un classement de cours d'eau en « liste 1 » empêche la création de tout nouvel obstacle à l'écoulement, et donc l'exploitation du potentiel hydroélectrique. Près de 2 GW sont ainsi obérés par ce classement. Un assouplissement de ces dispositions sur les « listes 1 », et en particulier sur les cours d'eau classés au titre de réservoir biologique, pourrait toutefois permettre de libérer un gisement de 1 GW, d'après la profession (SER/FHE). Il est proposé de retenir à 2050 une hypothèse de révision des classements pouvant aboutir à la levée des contraintes sur 50% des réservoirs biologiques, et donc une libération d'environ 500 MW. Ce potentiel ne deviendrait exploitable qu'à moyen terme.

Le potentiel total mobilisable est ainsi estimé :

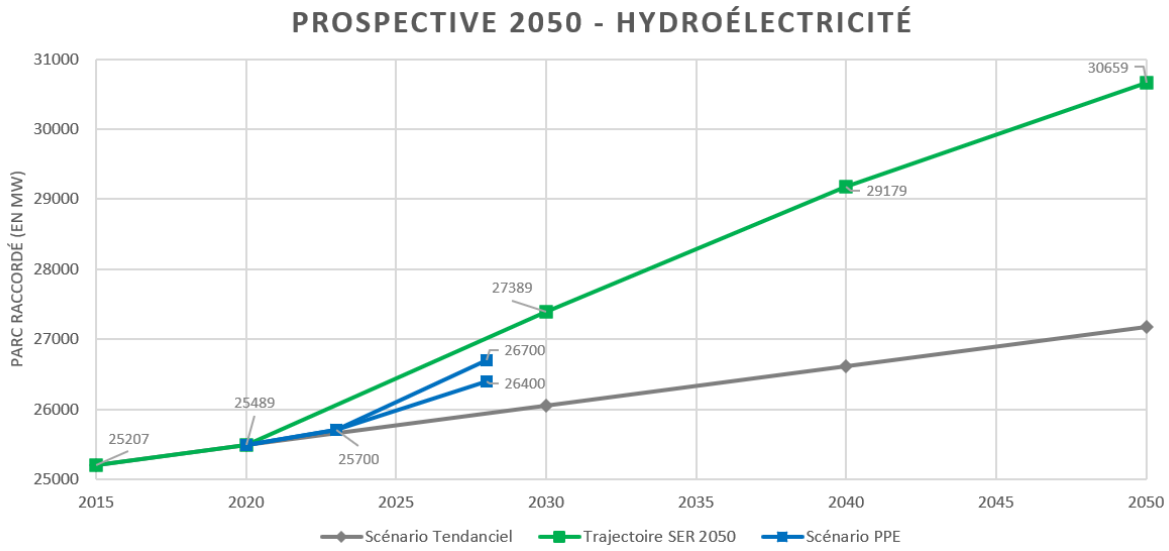
Potentiel total	En MW	Hypothèse
File d'attente - RTE	*720*	*Non pris en compte*
File d'attente - Enedis	*90*	*Non pris en compte*
Petite hydro	640	Potentiel identifié par la profession (SER/FHE)
Moulins	400	Potentiel identifié par la profession (SER/FHE)
Nouvelles concessions	490	Potentiel identifié par la profession (SER/FHE)
Suréquipement	900	Potentiel identifié
STEP	2250	Potentiel identifié de STEP
Déclassement L1	500	Potentiel de 50% des L1 classés réservoirs biologiques

Concernant la file d'attente RTE, les projets peuvent faire l'objet une réservation de capacité à un stade très antérieur à leur émergence, et sans la garantie de concrétisation. L'avancement réel des projets et l'horizon de leur mise en service est donc inconnu. Il est par ailleurs possible que les projets en file d'attente fassent partie

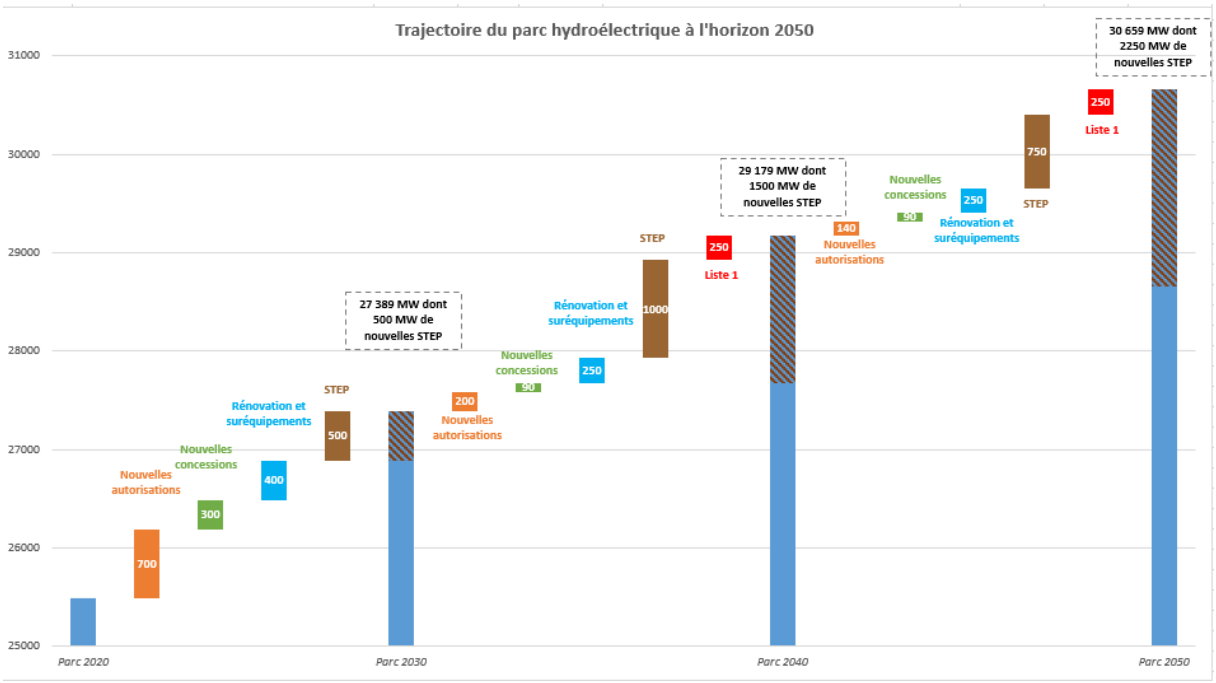
des potentiels identifiés ci-dessus. Il est donc proposé afin d'éviter les doublons, de ne pas prendre en compte cet élément.

Concernant les projets en file d'attente du côté d'Enedis, la demande de PTF complète est soumise à autorisation d'exploiter ou obtention d'un complément de rémunération à l'appel d'offres. Pour une large partie d'entre eux, les projets sont donc voués à émerger, au terme des différents recours, dans un horizon de 10 ans. Toutefois, ce volume avait été préliminairement identifié au sein du potentiel total – pour la plupart cela concerne des projets sous autorisation, disposant du dispositif de soutien H07[3] ou plus récemment du H16[4]. Il est donc proposé de ne pas prendre en compte la file d'attente Enedis.

Concernant la mobilisation du potentiel à 2030 : il est proposé de reprendre les valeurs identiques à celles retenues lors de l'élaboration du scénario PPE des syndicats SER/FHE/UFE, en supprimant le pas de temps à 2023 à fin de simplification, et en reportant l'atteinte des objectifs de 2028 à 2030. Pour l'hydroélectricité sous autorisation, on considérera l'émergence de projets via AO à hauteur de 35 MW/an jusqu'à 2030, ainsi que 350 MW de projets <1MW. Un développement de STEP à hauteur de 500 MW a été également ajouté sur la période, en cohérence avec les objectifs PPE. Des volumes résiduels de potentiel sont ventilés sur les pas de temps 2030-2040 et 2040-2050.



[3] https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000000276725&categorieLien=id
[4] https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000033585076&categorieLien=id



Pour le calcul de la production, il conviendra de ne pas prendre en compte les STEP (5 000 MW en 2020, 7 250 MW en 2050) car les facteurs de charge à ces différents horizons seront dépendant de la manière dont celles-ci seront mobilisées pour l'équilibre du système. Nous proposons donc d'appliquer un facteur de charge de 31,5% pour le parc hors STEP, sur la base d'une hydraulicité normale.

	2030	2040	2050
Parc (en MW)	27 389	29 179	30 659
STEP (en MW)	5 500	6 500	7 250
Production (estimation hors STEP en TWh)	59,30	61,44	63,41

VI. Bioénergies électriques

Les bioénergies électriques se développent en France et représentent aujourd'hui une puissance installée de 2,2 GW et une production d'environ 8 TWh par an en 2020 (pour la partie renouvelable), toutes filières confondues (bois-énergie, méthanisation, unités d'incinération…).

Si la stratégie nationale bas carbone (SNBC) met l'accent sur la valorisation des gisements de biomasse sous forme de chaleur et de biocarburants, une part sera toujours utilisée pour la production d'électricité en 2050.

Concernant les gaz renouvelables, si la priorité est donnée à son injection dans les réseaux de gaz (pouvant ensuite être utilisé pour la production de chaleur, d'électricité et de carburant), certains gisements, notamment de méthanisation, n'auront pas de pertinence à être purifiés et injectés dans les réseaux de gaz du fait, notamment, des coûts de raccordement, alors même que le développement de ces projets aura une pertinence pour le développement économique des territoires. Il en va de même pour certains projets de biomasse solide (bois énergie ou valorisation énergétique des déchets) qui continueront à produire de l'électricité.

Ces cas se traduisent dans le scénario AMS de la SNBC par une disponibilité de 10 TWh de biomasse solide pour la production d'énergie et de 50 TWh de gaz renouvelable pour la production d'énergie à prendre en compte dans les scénarisations du BP 2050. Une partie de ces volumes correspondra à une valorisation de la biomasse via de la production d'électricité in situ à partir de biogaz de méthanisation (ou de pyrogazéification vu les dernières avancées de cette technologie qui devrait être plus commune en 2050).

Ainsi, la PPE d'avril 2020 prévoit un développement d'au moins 300 MW de nouvelles capacités électriques de valorisation du biogaz de méthanisation, tendance qui pourra se prolonger par la suite. Si ces installations disposent actuellement d'un cadre économique les faisant injecter de l'électricité en base, les modes de valorisation futurs pourront évoluer pour utiliser la flexibilité infra-journalière, journalière et hebdomadaire de ces installations.

En plus de ces installations, des centrales à gaz CCGT et OCGT pourront être maintenus (environ 8,5 GW de disponible actuellement) comme moyen de flexibilité pour couvrir les pointes de production journalières, mais aussi saisonnière en utilisant une partie des 50 TWh de gaz renouvelables prévus pour la production d'énergie dans la SNBC et provenant des réseaux de gaz qui devront être, à l'horizon 2050, décarbonés. Ces centrales à gaz pourront aussi utiliser des mélanges hydrogène/biométhane via des turbines de nouvelle génération en cours de développement.