



# FICHE 30

## Combien coûte un parc éolien en mer en France ? Pourquoi et comment l'État a-t-il décidé de soutenir le développement de l'éolien en mer ?

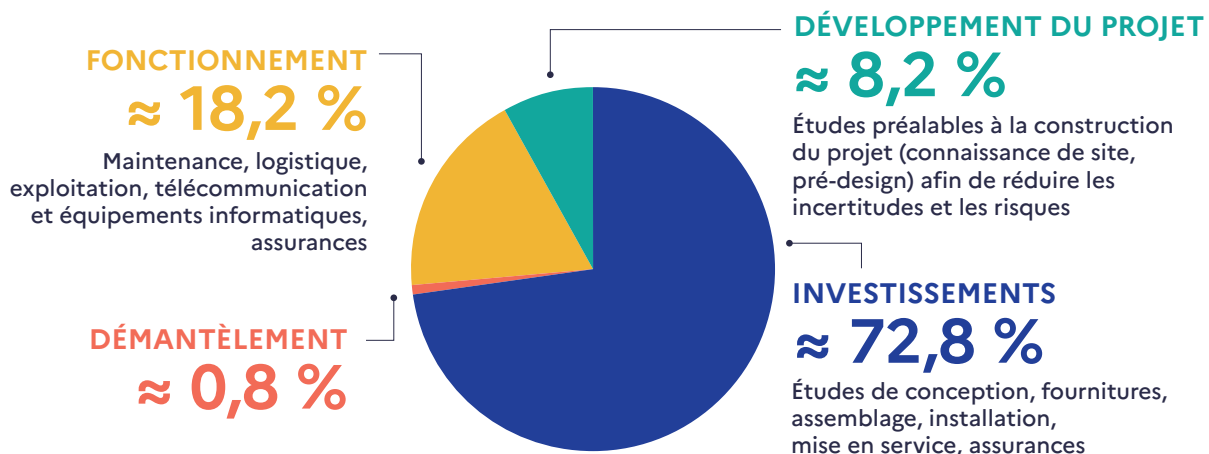
### Messages clés :

- Les sept premiers projets de parcs éoliens en mer français et de leurs raccordements ont coûté entre 1,4 et 2,2 milliards d'euros par projet pour des puissances comprises en 450 et 600 MW. Ces coûts sont amenés à diminuer dans les prochaines années grâce aux progrès technologiques, à la structuration des filières industrielles et aux effets d'échelle.
- Les coûts de l'éolien en mer flottant sont à ce jour supérieurs à ceux de l'éolien en mer posé, par manque de maturité technologique, mais ces coûts devraient converger à terme.
- Le modèle économique d'un parc éolien repose sur un mécanisme de complément de rémunération bidirectionnel. Cette symétrie évite une sur-rémunération pour le producteur : en cas de prix élevés sur les marchés de vente d'électricité, l'État capte ainsi une partie des gains. En période de prix bas, ce mécanisme garantit au producteur un complément de revenus de la part de l'État.

Depuis la fin des années 2000, le développement des parcs éoliens en mer se fait à un rythme de plus en plus soutenu en Europe. Grâce aux progrès technologiques, à la structuration des filières industrielles et aux effets d'échelle, cela a mené à une forte décroissance du coût de ces parcs.

### 1. Le coût d'un parc éolien en mer

La répartition du coût du projet (raccordement inclus) suit les proportions suivantes<sup>1</sup> :



Sources : ADEME 2017 – MTE/DGEC

Ministère de la Transition écologique, RTE. Réalisation : stratéact' 2023

<sup>1</sup> Caractérisation des innovations technologiques du secteur de l'éolien et maturités des filières, ADEME, 2017, p. 18 <https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/innovations-dans-l-eolien-rapport-final.pdf>

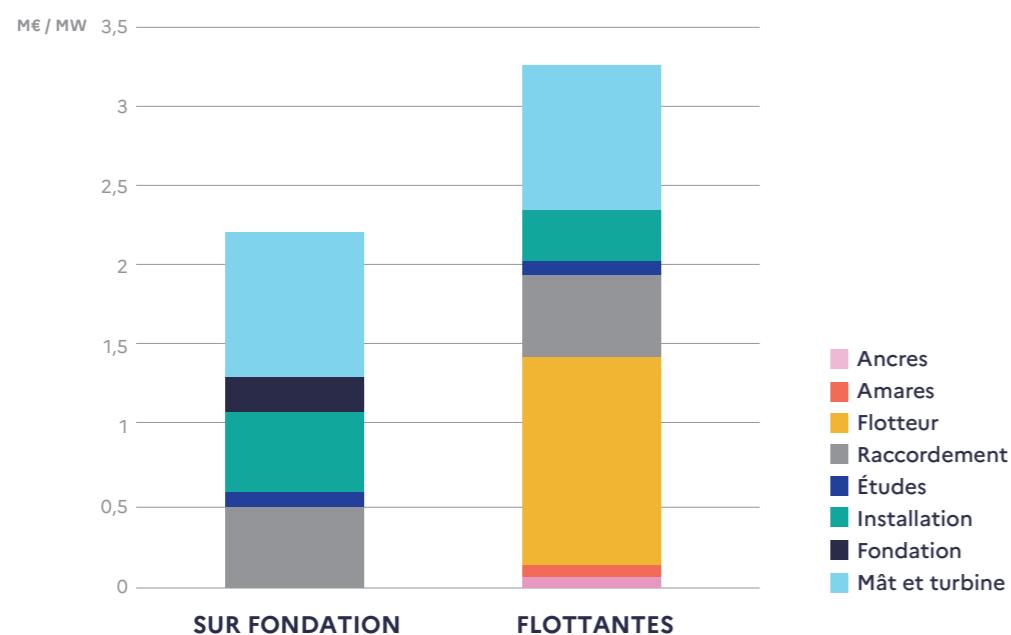
Les coûts d'un parc éolien posé ou flottant dépendent du gisement de vent, de la distance entre le parc et la côte, de la nature des fonds marins, de la profondeur et du relief du fond marin (bathymétrie), ainsi que des choix technologiques.

Le coût des sept premiers projets de parcs éoliens en mer français de 450 à 600 MW, tous posés, et leur raccordement (hors câbles d'export), se situe entre 1,4<sup>2</sup> et 2,2<sup>3</sup> milliards d'euros par projet. Les estimations de coût réalisées pour ces appels d'offres en 2011 ont été revues à la baisse ces dernières années du fait de la maturation de la filière, ce qui a mené à une renégociation des tarifs avec les porteurs de projet en 2018.

Les offres reçues pour le projet éolien posé Centre-Manche 1, attribué en mars 2023, faisaient quant à elles état d'un coût d'investissement moyen de 2,2 milliards d'euros pour un projet d'environ 1 GW<sup>4</sup>.

Les dernières estimations issues de travaux de recherche<sup>5</sup> indiquent qu'un parc éolien flottant de 250 MW pourrait représenter un coût d'investissement prévisionnel de l'ordre de 600 à 700 millions d'euros, hors raccordement, et un coût de 1 à 1,5 milliard d'euros pour un parc de 500 MW. Ces chiffres pourraient évoluer à la baisse avec la maturation de la filière mais dépendront fortement des caractéristiques techniques des zones qui seront retenues à l'issue du débat public.

### Principaux coûts d'investissement Comparaison entre l'éolien flottant et posé



Source : D'après les travaux de Michel Cruciani et de Katsouris G, Marina A, mars 2016

stratédact 2023

Les coûts de l'éolien flottant sont aujourd'hui supérieurs à ceux de l'éolien posé : la PPE 2023-2028 fixe ainsi des valeurs cibles différenciées selon les deux technologies (de l'ordre de 50-60 €/MWh pour le posé, contre 110-120 €/MWh pour l'éolien flottant). Cependant, à terme, les coûts de ces deux technologies devraient converger d'ici une dizaine d'années selon une étude de l'ADEME<sup>6</sup>, notamment du fait de la structuration de la filière de productions de flotteurs (cf. section 3.3).

L'éloignement plus important des projets du littoral conduit par contre à augmenter les coûts de raccordement, dans des proportions différenciées selon la localisation des projets (cf. partie 2). De même, d'autres facteurs tels que le vent, le marnage ou encore l'éloignement au port peuvent renchérir le coût des projets et donc le tarif proposé par le producteur (voir partie 3.2).

<sup>2</sup> Dossier du maître d'ouvrage, p. 60 : [dunkerque-eolien.debatpublic.fr/images/documents/mo/DunkerqueEolienMer-DMO.pdf](https://dunkerque-eolien.debatpublic.fr/images/documents/mo/DunkerqueEolienMer-DMO.pdf)  
<sup>3</sup> Dossier du maître d'ouvrage, p. 66 : [cpdp.debatpublic.fr/cdppeoliennes22/DOCS/PDF/DMO\\_AILES\\_MARINES\\_COMPLET.PDF](https://cpdp.debatpublic.fr/cdppeoliennes22/DOCS/PDF/DMO_AILES_MARINES_COMPLET.PDF)  
<sup>4</sup> [www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelsoffres/dialogue-concurrentiel-1-2020-telecharger-le-rapport-desynthese-version-publique](https://www.cre.fr/media/Fichiers/publications/appelsoffres/dialogue-concurrentiel-1-2020-telecharger-le-rapport-desynthese-version-publique)  
<sup>5</sup> Source : L'éolien en mer flottant dans sa dimension industrielle et technologique, Michel Cruciani, IFRI, juillet 2019 (ISBN / ISSN : 979-10-373-0047-8).  
<sup>6</sup> [www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/innovations-dans-l-eolien-rapport-final.pdf](https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/innovations-dans-l-eolien-rapport-final.pdf)

Les choix de zones faits sur la base du débat public auront donc des impacts sur le coût total des parcs. Compte tenu des mécanismes de soutien en place (voir partie 3.1), les surcoûts d'une zone plus coûteuse sont par contre globalement neutres pour les producteurs : ces derniers sont toujours rémunérés proportionnellement au même niveau à l'issue d'un processus concurrentiel où les offres sont nombreuses. En revanche le coût du soutien public par le budget général de l'État sera lui plus important.

## 2. Le coût du raccordement et les différents éléments qui le déterminent

### 2.1 Évaluation du coût du raccordement

Les coûts liés au raccordement représentent entre 10 et 15 % des coûts complets d'un projet éolien en mer pour les premiers appels d'offres attribués en France. Ces coûts sont estimés, hors poste électrique en mer, pour des distances de raccords d'environ 30 km à 60 km et des puissances de l'ordre de 500 MW.

Depuis la loi du 30 décembre 2017 et la procédure de mise en concurrence relative au parc éolien en mer au large de Dunkerque, RTE a vu son périmètre de responsabilité s'étendre et a désormais la charge de la construction, du financement, de l'exploitation et de la maintenance de l'ensemble du raccordement, y compris du poste électrique en mer. Les raccords des parcs issus des AO postérieurs à 2017 sont encore en phase de développement et ne permettent donc pas d'établir le coût définitif des futurs projets en courant alternatif.

Le coût du raccordement dépend de nombreux facteurs, les principaux étant :

- sa longueur (distance entre le poste en mer et le poste électrique de raccordement à terre),
- la profondeur (la bathymétrie),
- le relief du fond marin et la nature des sols (sédimentologie),
- les aléas rencontrés au cours du projet, de la standardisation des postes en mer,
- des conditions de marché au moment des achats de RTE.

De ces facteurs découlent des choix technologiques, notamment entre le courant alternatif et le courant continu. Le coût du raccordement est donc très variable d'un projet à un autre.

Dans la perspective d'une nouvelle génération de projets de grosse puissance, situés plus au large et plus loin du réseau existant, le coût du raccordement pourrait doubler et représenter, du fait de la baisse tendancielle du coût des parcs et de l'éloignement des parcs par rapport à la côte, entre 25 et 35 % du coût total du projet éolien en mer. En planifiant à l'avance les prochains parcs à raccorder, les coûts peuvent être réduits grâce à la mutualisation des infrastructures de raccordement.

#### Le coût du raccordement des premiers parcs (en courant alternatif) :

L'ensemble des raccords en courant alternatif des 6 parcs issus des appels d'offres de 2011 et 2013 sont désormais en phase de construction, ou mis à disposition. Le seul parc intégralement en service à ce jour est le parc de Saint-Nazaire, mais ceux de Saint-Brieuc et de Fécamp devraient être mis en service progressivement d'ici à début 2024. Le coût moyen des raccords est conforme à l'objectif fixé par RTE en 2019<sup>7</sup>.

Le raccordement du projet de Dunkerque (600 MW - AO3), situé à 10 km des côtes, représente un coût prévisionnel d'investissement de 450 millions d'euros, soit 12 €/MWh en considérant une durée de vie de 30 ans et un facteur de charge de l'ordre de 50 % (pour rappel, le tarif du parc éolien en mer est de 44 €/MWh).

#### Le coût du raccordement des futurs parcs (principalement en courant continu) :

Les futurs parcs éoliens en mer français sont amenés à être bien plus puissants (au moins 1 GW) et a priori plus éloignés des côtes que les premiers projets en cours de réalisation. Cela aura des conséquences sur le coût des raccords, qui nécessiteront :

- une longueur plus importante de câbles sous-marins, avec la traversée de conditions de sites variées et donc plus complexes pour leur installation ;
- des solutions techniques plus complexes pour le poste en mer, qui devra collecter des puissances élevées ;

<sup>7</sup> La cible de performance définie par RTE dans son schéma décennal de développement du réseau (SDDR) en 2019 est de 630 k€/MW.

- la technologie en courant continu se généralise pour ce type de raccordements. Elle est plus adaptée à la puissance et à l'éloignement de ces parcs et permet une meilleure standardisation industrielle : elle représente généralement l'optimum technico-économique pour les projets de 1 GW ou plus.

Ainsi, la part du raccordement dans le coût complet d'un projet éolien en mer augmente nécessairement au fur et à mesure de l'éloignement des projets. Pour le projet Centre Manche 1 (AO4) attribué en mars 2023 et situé à 94 km du centre de raccordement (et à 33 km de la côte la plus proche), le raccordement pourrait représenter entre 1,3 et 1,7 milliard d'euros, avec un coût complet compris entre 19 €/MWh et 24 €/MWh en considérant une durée de vie de 30 ans et un facteur de charge de l'ordre de 50 %.

Pour les projets souhaités par l'État en application de la PPE 2019-2028, RTE estimait en 2019 l'investissement lié au raccordement de 10 GW d'éolien en mer de 7 à 8 milliards d'euros cumulés à horizon 2035.

L'éloignement à la côte, s'il permet généralement de diminuer l'impact paysager et environnemental du projet, génère ainsi des coûts de raccordement significatifs rapportés au coût total du projet. Ces coûts sont financés via les consommateurs, à travers le TURPE (cf. 2.2)

## 2.2 Couverture des coûts de raccordement

Le coût du raccordement est payé par les consommateurs à travers le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE). Le TURPE est présent sur la facture de tous les consommateurs, particuliers ou industriels, et son montant est fixé par la Commission de régulation de l'énergie (CRE), autorité administrative indépendante. Il permet de financer le réseau public de transport d'électricité géré par RTE ainsi que le réseau de distribution de l'électricité, géré par Enedis ou d'autres entreprises locales de distribution. Il représente environ un tiers de la facture d'électricité d'un ménage.

## 3. Le modèle économique d'un parc éolien en mer

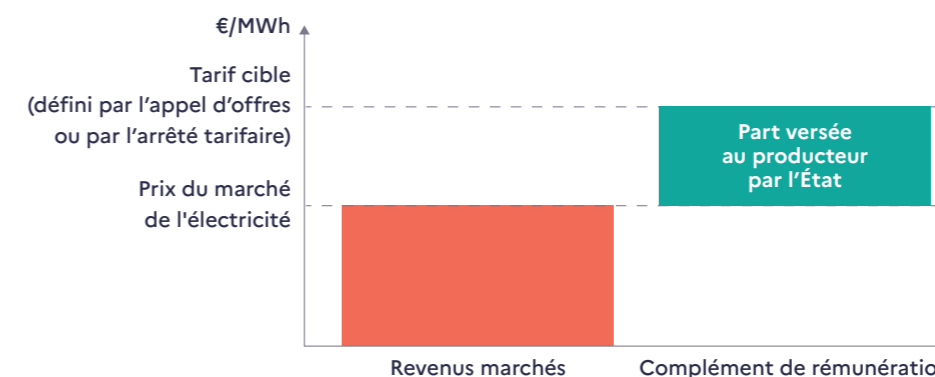
### 3.1 Le complément de rémunération

Le coût des énergies renouvelables, et notamment l'éolien en mer, a fortement baissé ces dernières années. Néanmoins, compte tenu de la variabilité des prix de marché, les investisseurs n'ont pas la certitude que les revenus issus de la vente de l'électricité compensent les coûts de construction et d'exploitation sur le long terme. L'État a fait le choix de mettre en place un mécanisme permettant de soutenir le développement des énergies renouvelables en mer qui contribuent à la transition énergétique. Depuis 2016, ce soutien prend la forme d'un contrat de complément de rémunération bidirectionnel (voir schéma) :

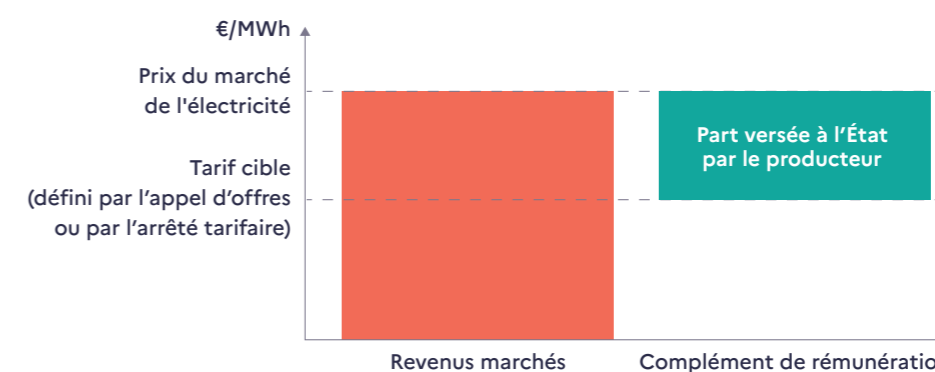
- Les candidats à l'appel d'offres d'un parc éolien en mer proposent dans leurs offres un tarif auquel ils souhaitent vendre leur électricité lors des 20 premières années d'exploitation du parc ;
- Le producteur, lauréat de l'appel d'offres, vend l'électricité produite par le parc éolien en mer sur le marché de l'électricité :
  - > Si le prix de marché est inférieur au tarif cible, l'État complète la rémunération du producteur afin qu'elle atteigne le tarif cible.
  - > Si le prix de marché est supérieur au tarif cible, le producteur reverse à l'État la différence.
  - > Le contrat de complément de rémunération prévoit également des conditions particulières pour les heures où le prix de marché est négatif, afin de ne pas inciter le producteur à couvrir pendant ces périodes où la production excède déjà la demande. Le producteur reçoit alors une prime.

Cette symétrie du complément de rémunération évite une sur-rémunération pour le producteur : en cas de prix élevés sur les marchés de vente d'électricité, l'État capte ainsi une partie des gains. En période de prix bas, ce mécanisme garantit au producteur un complément de revenus de la part de l'État.

### Schéma de fonctionnement du complément de rémunération lorsque les prix du marché sont **inférieurs** au tarif cible



### Schéma de fonctionnement du complément de rémunération lorsque les prix de marché sont **supérieurs** au tarif cible



Source : MTE.

Ministère de la Transition écologique, RTE. Réalisation : stratéact 2023

Ce mécanisme de rémunération est différent du mécanisme en place pour les premiers projets posés français et les projets pilotes éolien flottant qui sont soutenus via une obligation d'achat. Avec ce mécanisme, EDF OA achète l'intégralité de la production du parc à un prix du MWh fixé et vend cette électricité sur le marché de gros. La différence entre le tarif d'achat et le prix de marché revient à l'État si celle-ci est positive, ou est compensée par l'État si celle-ci est négative.

**Cette symétrie du complément de rémunération évite une sur-rémunération pour le producteur :** en cas de prix élevés sur les marchés de vente d'électricité, l'État capte ainsi une partie des gains. En période de prix bas, ce mécanisme garantit au producteur un complément de revenus de la part de l'État.

**Les procédures de mise en concurrence sont également très concurrentielles,** quelles que soient les zones retenues ou les technologies envisagées. Le prix représente par ailleurs 70 % de la note des offres déposées (conformément aux directives européennes relatives aux aides d'État) et la Commission de régulation de l'énergie (CRE) s'assure du bon déroulé de la procédure.

Procédure	Nombre de candidats ou groupement candidats sélectionnés	Date d'attribution
Centre-Manche 1(A04 - posé)	6 candidats	Mars 2023 (44,9 €/MWh hors raccordement)
Sud-Bretagne (AO5 - flottant)	10 candidats	2024
Méditerranée (AO6 - flottant)	13 candidats	2024
Oléron (AO7 - posé grande profondeur)	9 candidats	2024
Centre Manche 2(A08 - posé)	7 candidats	2024

À terme, il peut également être envisagé des parcs sans soutien public même si l'incertitude relative aux prix de marché à long terme de l'électricité pourrait freiner leur développement. L'État a lancé à cet effet une consultation auprès des différents acteurs de marché dont les conclusions seront prochainement rendues publiques.

### 3.2 Le tarif de l'électricité demandé par le développeur éolien et les facteurs influençant son prix

Le tarif de l'électricité demandé par le développeur éolien dépend des caractéristiques du site et des modalités de partage des risques entre l'industriel, l'État et RTE.

Le choix de la zone du projet aura donc une influence sur ce prix. Les facteurs relatifs au choix des sites qui influenceront sur ce prix de référence sont :

- La force et la régularité du vent : une différence de 1 m/s en vitesse moyenne engendre une différence de 15 €/MWh environ sur le prix de référence de l'électricité ; la régularité du vent est en outre un facteur d'optimisation du facteur de charge des éoliennes ;
- Les caractéristiques du sous-sol marin : un sous-sol sédimentaire engendrera des coûts sensiblement moins élevés pour les fondations qu'un sous-sol rocheux, et facilitera l'ensouillage des câbles inter-éoliennes et des liaisons de raccordement ;
- Le marnage (différence entre le niveau minimum et maximum de la mer avec les marées) : plus il est faible, plus l'accès aux éoliennes pour la maintenance est facilité et la taille des fondations diminuée ;
- L'éloignement aux ports pour l'acheminement des éoliennes jusqu'à leur zone d'implantation ainsi que la maintenance : les coûts logistiques sont plus importants quand les rotations des navires pour la maintenance sont plus longues.

Par ailleurs, le partage des risques et des coûts entre l'industriel et les autres acteurs (État et RTE) influe également sur le tarif proposé par le développeur éolien. Ce partage a été rééquilibré par rapport aux premiers projets, afin de réduire les importantes marges de risques prévues dans les premiers appels d'offres : l'État et RTE réalisent désormais des études techniques et environnementales en amont de la procédure de mise en concurrence.

Transmises aux développeurs candidats avant le dépôt de leurs offres, elles leur fournissent un niveau d'information suffisant pour diminuer de manière significative le niveau de risque pris par les candidats, et donc le prix demandé dans leurs offres. De son côté, RTE réalise des études sur le corridor de raccordement qui accueillera les câbles des liaisons à terre et en mer et le poste électrique en mer.

En outre, les documents de la procédure de mise en concurrence définissent dorénavant très précisément le partage des responsabilités entre l'État, RTE et l'industriel. Ces éléments sont discutés lors du dialogue concurrentiel, ce qui permet à l'État d'optimiser le partage des risques avec l'industriel lauréat, pour obtenir les tarifs de soutien optimaux.

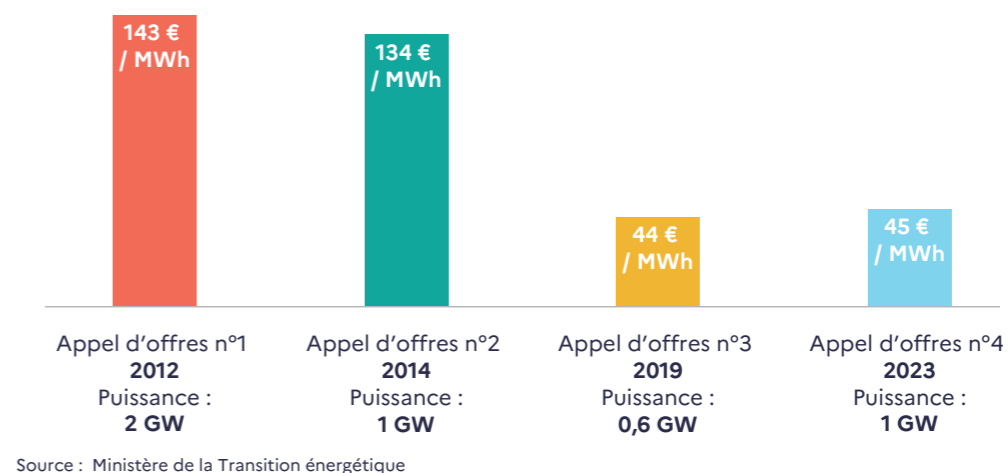
### 3.3 L'évolution du coût de l'éolien en mer

Depuis la fin des années 2000, le développement des parcs éoliens en mer se fait à un rythme de plus en plus soutenu en Europe. Grâce aux progrès technologiques, à la structuration des filières industrielles et aux effets d'échelle, cela a mené à une forte décroissance du coût des parcs posés.

Cette baisse de coût est déjà perceptible en France : les tarifs de l'électricité (hors raccordement) proposés par les lauréats des appels d'offres ont baissé pour atteindre environ 45 €/MWh sur les deux derniers appels d'offres (2019 et 2023).

Ces chiffres ne prennent pas en compte le raccordement des parcs éoliens en mer, à la charge de RTE (voir partie 2).

### Évolution des prix de l'électricité (hors raccordement) des parcs éoliens en mer posés en France

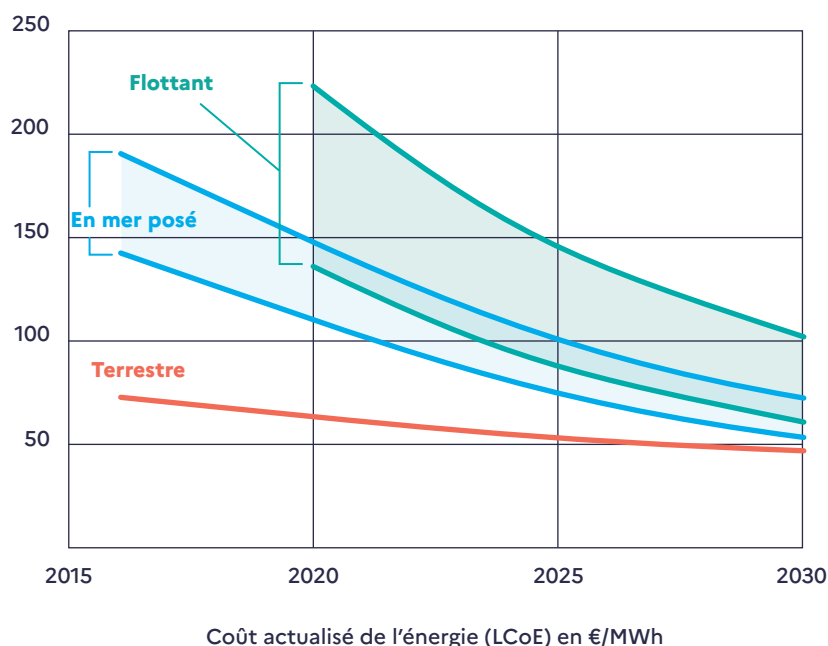


#### Comment expliquer la baisse progressive des prix de l'éolien en mer en France ?

- **Les effets d'apprentissage et d'échelle** (de plus en plus de parcs en développement) et **l'augmentation de la puissance unitaire des éoliennes** (impliquant moins de matière et d'opération en mer par MW installé) ;
- **Des infrastructures portuaires et industrielles existantes** : les premiers parcs ont permis la construction d'usines de turbines et de pales et l'aménagement de certains ports pour l'éolien en mer ;
- **L'industrialisation, l'optimisation et la standardisation des processus de construction, d'installation et d'opération** ;
- **L'innovation** dans toutes les étapes de la vie d'un projet (études, fabrication, installation) ;
- **Un cadre administratif adapté** qui a fait l'objet de nombreuses réformes favorisant le développement de l'éolien en mer à moindre coût ;
- **La réalisation des études techniques et environnementales par l'État en amont de la procédure de mise en concurrence**, ce qui permet de réduire les risques de développement des projets.

L'éolien flottant est une filière en cours de développement dont les projets se situent à la frontière entre le stade pilote et le stade commercial. Le plus gros projet en opération à ce jour, Hywind Tampen, possède une capacité de 88 MW. À ce titre, les tarifs de l'électricité en vigueur sur ces projets sont plus élevés que pour l'éolien posé mais une convergence est attendue pour des projets attribués à la fin de la décennie, sous réserve que son développement continue au rythme anticipé. Pour les 3 projets pilotes français qui entreront en service entre 2023 et 2025, un tarif de 240 €/MWh est en vigueur. Pour les projets commerciaux français de 250 MW en cours d'attribution, le tarif cible fixé par la PPE se situe autour de 120 €/MWh (Bretagne Sud) et de 110 €/MWh (Méditerranée).

## Évolution des coûts de production annoncés pour un échantillon de projets éoliens en fonction de leur date (prévisionnelle ou effective) de mise en service



Source : BVG Associates

stratéact 2023

### 3.4 L'évolution des recettes attendues pour l'État

La hausse des prix de l'électricité (voir fiche 6) et la baisse des coûts des moyens de production d'électricité à partir des énergies renouvelables permettent de diminuer l'aide d'État accordée aux énergies renouvelables par les contrats de complément de rémunération et obligations d'achat et même de la transformer en un gain net pour l'État, à même de financer d'autres politiques publiques.

Dans son rapport sur les charges de service public de l'énergie<sup>8</sup>, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) estime ainsi que les énergies renouvelables en métropole continentale devraient contribuer positivement au budget de l'État à hauteur de 13,7 milliards d'euros en 2023. L'éolien en mer, avec un projet en opération (Saint-Nazaire) et deux projets qui entreront progressivement en service dans le courant de l'année 2024 (Fécamp et Saint-Brieuc) devrait rapporter 106 millions d'euros à l'État en 2023.

Les parcs éoliens en mer posés bénéficient également de tarifs cibles de plus en plus bas, du fait de la maturation de la filière (voir fiche 41).

- Les premiers parcs éoliens en mer français attribués lors de procédures débutées en 2011 et 2013 bénéficient de tarifs d'achat compris entre 131 et 155 €/MWh, nécessaires au lancement de la filière.
- Les parcs éoliens en mer posés de Dunkerque (attribution en 2019) et dans la zone Centre Manche 1 (attribution en 2023) présentent des tarifs de respectivement 44 et 45 €/MWh, significativement inférieurs aux prix actuels de l'électricité. Ces tarifs devraient conduire les développeurs à reverser annuellement à l'État l'écart entre les prix de marché et le tarif de leur offre. **À titre d'exemple, la CRE estime dans sa délibération du 9 mars 2023 sur le projet Centre-Manche 1<sup>9</sup> que le projet conduira à un versement net de 3,4 milliards d'euros au bénéfice de l'État sur les 20 ans du contrat de complément de rémunération.**
- Pour les projets commerciaux français en cours d'attribution, le tarif cible fixé dans la PPE se situe autour de 60 €/MWh (Oléron) et de 50 €/MWh (Centre-Manche 2).

<sup>8</sup> [www.cre.fr/actualites/la-cre-reevalue-les-charges-de-service-public-de-l-energie-a-compenser-en-2023-etevalue-les-charges-de-service-public-de-l-energie-a-compenser#:~:text=Les%20charges%20au%20titre%20de,gaz%20au%20titre%20de%202022.](http://www.cre.fr/actualites/la-cre-reevalue-les-charges-de-service-public-de-l-energie-a-compenser-en-2023-etevalue-les-charges-de-service-public-de-l-energie-a-compenser#:~:text=Les%20charges%20au%20titre%20de,gaz%20au%20titre%20de%202022.)

<sup>9</sup> [www.cre.fr/content/download/27041/file/230309\\_2023-77\\_Instruction\\_AO4.pdf](http://www.cre.fr/content/download/27041/file/230309_2023-77_Instruction_AO4.pdf)