



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 ?

Principaux points abordés :

Cette fiche est consacrée au coût d'un parc éolien en mer et de son raccordement. Sont ainsi expliqués :

- Le coût total d'un parc éolien en mer posé ;
- Le coût du raccordement et les différents éléments qui le déterminent ;
- Les évolutions du cadre législatif qui ont notamment permis de transférer à RTE la responsabilité des raccordements ;
- Le modèle économique du parc basé sur le mécanisme de « complément de rémunération » ;
- Les facteurs influençant le prix de l'électricité demandé par le lauréat de l'appel d'offre.

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 du parc

La répartition du coût du projet (raccordement inclus) suit les proportions suivantes¹ :

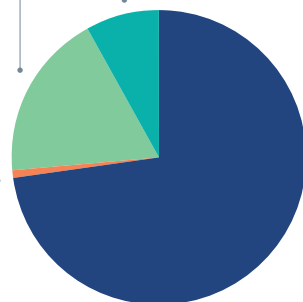
- Les dépenses de développement du projet (environ 8 % du coût total) ;
- Les dépenses d'investissement, liées à son financement, aux études, à la construction des éoliennes, des supports et des ancrages, à l'installation du parc et à son raccordement (environ 73 %) ;
- Les dépenses de fonctionnement, relatives à son exploitation et à sa maintenance (environ 18 %) ;
- Et enfin, les dépenses de démantèlement du parc (environ 1 %).

Répartition des coûts d'un projet éolien en mer

FONCTIONNEMENT
≈ 18,2 %
Maintenance, logistique, exploitation, télécommunication et équipements informatiques, assurances

DÉMANTÈLEMENT
≈ 0,8 %

Sources : ADEME 2017 – MTE/DGEC



DÉVELOPPEMENT DU PROJET
≈ 8,2 %

Études préalables à la construction du projet (connaissance de site, pré-design) afin de réduire les incertitudes et les risques

INVESTISSEMENTS
≈ 72,8 %

Études de conception, fournitures, assemblage, installation, mise en service, assurances

Ministère de la Transition écologique, RTE. Réalisation : stratéact' 2021

¹ 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 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 500 MW se situe entre 1,4² et 2,2³ milliards d'euros.

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. Ces estimations initiales reflètent notamment les risques plus importants rencontrés par les porteurs de projets à une période où l'éolien en mer était une jeune filière industrielle.

Une étude de BVG Associates et d'Innosea pour le compte de l'ADEME⁴ a identifié les perspectives de réduction des coûts de l'éolien en mer en France d'une situation de référence en 2015 jusqu'à l'horizon 2030 sur tous les éléments constituant la chaîne de valeur de l'éolien. Cette étude montre que les réductions de coûts sur les turbines (augmentation des performances, augmentation de la taille et la puissance des machines, industrialisation) sont le moteur de la réduction des coûts.

Comment expliquer la baisse importante des prix de l'éolien en mer posé ?

- L'effet d'échelle et l'augmentation de la puissance des éoliennes (puissance unitaire déjà augmentée de 30 % depuis 2016). Par ailleurs, les usines de turbines et pales installées en France sont déjà construites et nécessiteront donc moins d'investissements ;
 - Des infrastructures portuaires et industrielles adaptées : 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'optimisation et la mutualisation des moyens d'exploitation et de maintenance ;
 - Un cadre administratif adapté et flexible qui a fait l'objet de nombreuses réformes favorisant le développement de l'éolien en mer à moindre coût (autorisation environnementale unique, réforme du contentieux permettant au Conseil d'État de juger en premier et dernier ressort, simplification du régime d'assurance, mise en place du dialogue concurrentiel, etc.) ;
 - **La réalisation des premières études techniques et environnementales par l'État en amont de la procédure de mise en concurrence, puis délivrées aux candidats**, ce qui leur permet de mieux connaître la zone et de mieux estimer le coût d'implantation du parc (depuis 2018) ;
 - La prise en charge financière du raccordement par RTE (y compris le poste électrique en mer), et la mise en place d'un dispositif d'indemnités en cas de retard ou d'avarie du raccordement.
-

2 Dossier du maître d'ouvrage, p. 60 : <https://dunkerque-eolien.debatpublic.fr/images/documents/mo/DunkerqueEolienMer-DMO.pdf>

3 Dossier du maître d'ouvrage, p. 66 : https://cpdp.debatpublic.fr/cdpd-eoliennes22/DOCS/PDF/DMO_AILES_MARINES_COMPLET.PDF

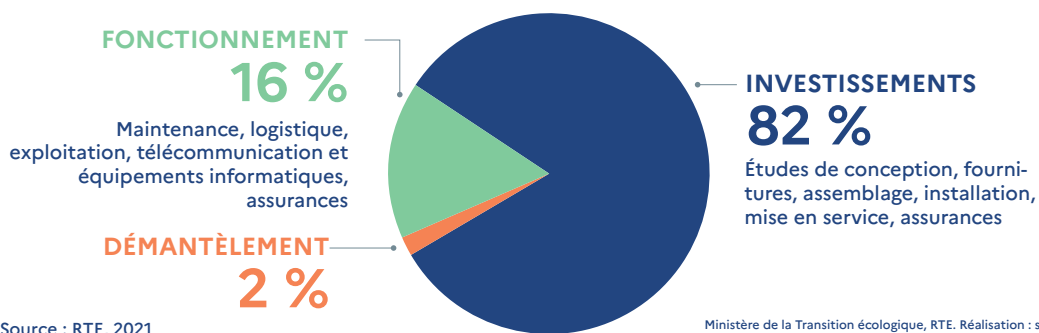
4 <https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/innovations-dans-l-eolien-rapport-final.pdf>

2. Le coût du raccordement

2.1 Évaluation du coût du raccordement

RTE, maître d'ouvrage sur la partie raccordement, a estimé la répartition du coût du raccordement pour un projet de parc de 500 MW et son raccordement en courant alternatif.

Répartition des coûts du raccordement d'un parc éolien en mer de 500 MW



Le coût du raccordement dépend de nombreux facteurs : la longueur du raccordement, sa tension électrique, la puissance à évacuer, la nature des sols, la disponibilité du foncier dans les postes électriques existants ou encore les spécificités des atterrages sont autant de paramètres susceptibles d'influer sur les choix techniques retenus pour le projet de raccordement et donc sur son coût.

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 raccordements d'environ 30 km à 60 km et des puissances de l'ordre de 500 MW.

Les coûts liés au raccordement, très variables d'un projet à un autre, représentent historiquement une part limitée des coûts complets des premiers projets éoliens en mer attribués en France, soit en moyenne 300 millions d'euros par raccordement (hors poste en mer), pour des parcs d'une puissance installée moyenne de 500 MW et à des distances proches de la côte. En considérant tous les projets de raccordement déjà engagés (pour les sept premiers parcs éoliens en mer et pour les fermes pilotes d'éoliennes flottantes), le volume d'investissement sur la période 2019-2025 pour les raccordements est estimé à environ 2,2 milliards d'euros.

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.

Pour les nouveaux projets souhaités par l'État en application de la PPE 2019-2028, RTE estime l'investissement lié au raccordement de 10 GW d'éolien en mer de 7 à 8 milliards d'euros cumulés à horizon 2035, selon que la planification permette ou non de mutualiser le raccordement, de standardiser les équipements et d'optimiser la puissance du raccordement par rapport à la puissance du parc.

Pour le présent projet en Sud-Atlantique, la solution du raccordement mutualisé est privilégiée par l'État si l'opportunité d'un deuxième parc d'une puissance maximale de 1 GW est retenue. Cela signifie que le parc d'une puissance comprise entre 500 MW et 1 GW et l'éventuel deuxième parc allant jusqu'à 1 GW partageraient les mêmes infrastructures de raccordement en mer et à terre. Le recours à la technologie du courant continu, pour une telle puissance, serait alors retenu. La mutualisation du raccordement s'inscrit ainsi dans une dynamique novatrice permettant, par la planification, de réduire l'impact environnemental des parcs éoliens en mer et les coûts de raccordement.

Exemples du coût du raccordement à l'étranger⁵

- Grande-Bretagne : les projets de raccordement des parcs éoliens en mer britanniques sont portés par les lauréats des parcs éoliens avec un transfert obligatoire de l'actif à des acteurs privés (OFTO) une fois le parc mis en service. Les coûts des raccordements déjà réalisés se situent en moyenne à près de 900 000 €/MW (avec une forte disparité), au-dessus des coûts des raccordements des six premiers parcs éoliens en mer pour la France (environ 800 000 €/MW en moyenne, y compris le poste en mer). L'écart s'explique entre autres par les spécificités du modèle britannique (projets construits par les développeurs de parcs puis revendus à des opérateurs de réseaux privés, induisant des coûts de transaction et de financement supplémentaires).
- Danemark et Pays-Bas : à l'inverse de la Grande-Bretagne, les coûts de raccordement pour certains parcs néerlandais et danois sont aujourd'hui inférieurs à la moyenne envisagée pour les parcs français. En effet, le cadre néerlandais permet de proposer des raccordements mutualisés et standardisés. En outre, aux Pays-Bas comme au Danemark, les conditions physiques des sites sont très favorables pour le raccordement (fonds marins meubles, faible bathymétrie, distance des côtes favorables).
- Allemagne : les coûts de raccordement sont nettement supérieurs à ces références du fait du choix de la technologie en courant continu et des distances élevées des parcs à la côte.

[Pour plus de détails sur les enjeux du raccordement, consulter la fiche 10 – Caractéristiques et scénarios de raccordement RTE]

2.2 Évolution du cadre législatif

En 2017 et 2018, le cadre législatif et réglementaire pour le raccordement des projets éoliens en mer a fait l'objet d'une large transformation. Celle-ci a permis de fonder le régime français sur les meilleures pratiques observées en Europe, et de transférer au gestionnaire de réseau (RTE) la responsabilité des raccordements⁶. De plus, un régime indemnitaire est maintenant prévu pour le développeur éolien en cas de retard ou d'indisponibilité du raccordement. Ces modifications ont comme principale conséquence de faire porter au gestionnaire de réseau, via le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE), le coût des raccordements.

2.3 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.

En France, l'État a décidé d'accorder un soutien public au développement d'énergies renouvelables. Pour les installations de forte puissance comme les parcs éoliens en mer, ce soutien public est versé sous la forme d'un complément de rémunération, contractualisé entre le porteur de projet et EDF Obligation d'Achat (EDF-OA, entité d'EDF chargée d'acheter l'électricité produite par les développeurs). Le complément de rémunération, introduit par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte, est une prime versée à un

⁵ Schéma décennal de développement du réseau, Chapitre 6 Le réseau en mer, RTE, 2019 : <https://assets.rte-france.com/public/2020-07/SDDR%202019%20Chapitre%2006%20-%20Le%20r%C3%A9seau%20en%20mer.pdf>

⁶ Loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement (1) : <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000036339396/>

producteur d'énergie renouvelable en complément de la vente sur le marché de l'électricité qu'il a produite. Ce mécanisme, établi dans le contrat de complément de rémunération, est identique à celui mis en œuvre pour les autres projets d'énergies renouvelables :

- L'exploitant vend directement son électricité puis reçoit de la part de l'État, ou verse à l'État, la différence entre le tarif sur lequel il s'est engagé lors de l'appel d'offres et le prix de vente de son électricité sur le marché ;
- Si le producteur subit des ventes à prix négatifs sur un certain nombre d'heures consécutives, le producteur reçoit une prime calculée dans les conditions prévues au contrat de complément de rémunération ;
- Si les performances économiques du producteur sont supérieures à celles attendues dans le modèle financier établi dans le cahier des charges, le gain financier supplémentaire est partagé entre le producteur et l'État selon le mécanisme de prévention des risques de surcompensation établi dans le contrat de complément de rémunération.

Grâce au développement rapide de la filière, le coût de soutien public par parc éolien en mer décroît progressivement. Ainsi, pour le projet posé au large de Dunkerque attribué en juin 2019, le tarif sur lequel s'est engagé le lauréat de l'appel d'offres est de 44 €/MWh, ce qui est inférieur aux prix de marché actuels.

À terme, il peut également être envisagé des parcs sans soutien public (hors raccordement) même si l'incertitude relative aux prix de marché à long terme de l'électricité pourrait freiner leur développement.

Le soutien de l'État sur les précédents appels d'offres⁷

Les mécanismes de soutien public varient selon la date de l'appel d'offres ayant attribué le parc éolien en mer. Avant 2016 et l'introduction par la loi du mécanisme de complément de rémunération dans lequel l'exploitant vend directement l'électricité puis reçoit ou verse la différence par rapport au prix du marché à l'État, c'est le régime du tarif d'achat qui est mis en place : l'État rachète l'électricité à l'exploitant pour la revendre sur le marché. Ainsi, deux régimes de soutien tarifaire coexistent aujourd'hui :

- L'obligation d'achat : les montants de soutien public pour le tarif d'achat de l'électricité correspondent aux montants d'achat qui seront versés aux exploitants, diminués du prix sur le marché de l'électricité, sur lequel EDF OA revendra l'électricité ;
- Le complément de rémunération : le soutien public pour le complément de rémunération est calculé comme les montants versés (ou perçus) à la suite de la vente de l'électricité sur le marché par l'exploitant, si les prix de marché de l'électricité sont inférieurs (ou supérieurs) au tarif de référence du lauréat. Dans ce cas, l'État peut donc recevoir plus d'argent qu'il n'en donne à l'exploitant du parc si les prix de marché sont élevés.

Descriptif des précédents projets éoliens en mer

Nom du parc	Courseulles-sur-Mer	Fécamp	Saint-Nazaire	Saint-Brieuc	Îles d'Yeu – Noirmoutier	Dieppe – Le Tréport	Dunkerque
Montant en €/MWh	138,7	135,2	143,6	155	137	131	44
Puissance du parc (MW)	450	498	480	496	496	496	580
Production totale prévue sur 25 ans (TWh)	[33-43]	[40-50]	[35-45]	[40-50]	[38-48]	[40-50]	[65-70]
Revenus du marché	Tarif d'achat	Tarif d'achat	Tarif d'achat	Tarif d'achat	Tarif d'achat	Tarif d'achat	Complément de rémunération
Montant maximum du soutien public sur 20 ans (Md€)	3,0	3,6	3,5	4,7	3,7	3,7	[-0,3 – +0,5]

Source : DGEC

stratéact

⁷ Tous les éléments sont issus des décisions de la Commission européenne relatives aux aides d'État (par exemple https://ec.europa.eu/competition/state_aid/cases/1201933/269222_2088484_174_2.pdf), sauf pour le parc de Dunkerque, pour lequel la source des données est la délibération de la Commission de régulation de l'énergie relative à l'AO 3 de Dunkerque <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Decision/Instruction-des-offres-du-dialogue-concurrentiel-n-1-2016-Installations-eoliennes-de-production-d-electricite-en-mer-Dunkerque>

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

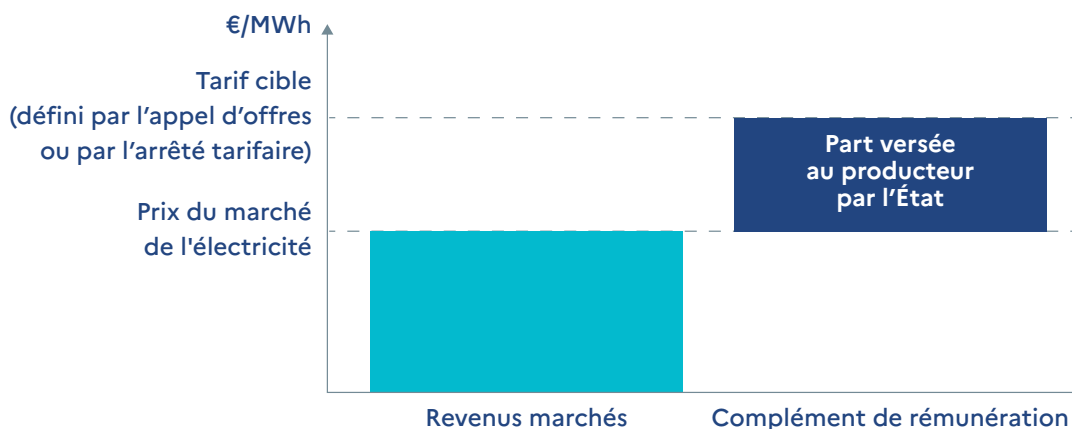
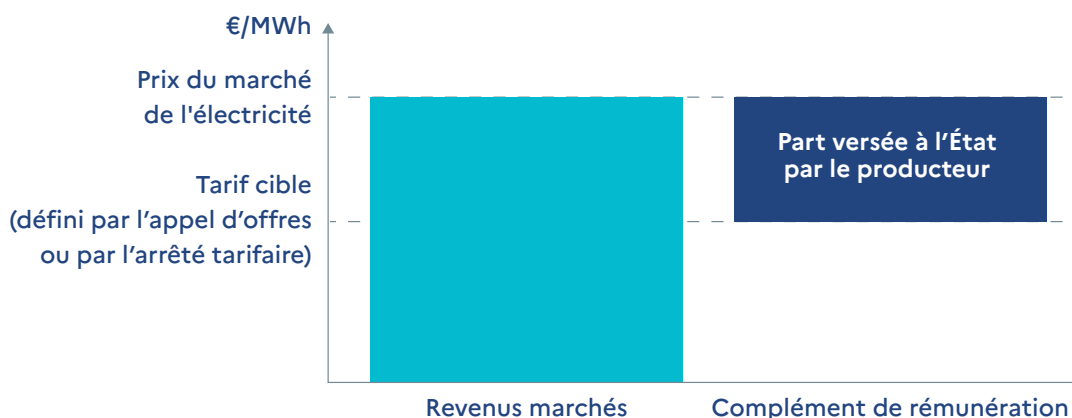


Schéma de fonctionnement du complément de rémunération lorsque les prix de marché sont **supérieurs** au tarif cible



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. Le marnage en Sud-Atlantique est faible, il est compris entre 4 et 5 m sur la zone d'étude ;
- **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 fuseau de raccordement visant à connaître la zone qui accueillera les câbles des liaisons à terre et en mer et le poste électrique en mer. Une partie de ces études sera menée conjointement par l'État et par RTE pour optimiser leur coût.

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.

