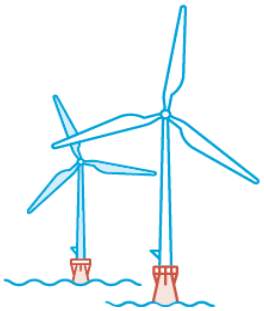
GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

Projet d'éoliennes en mer en Bretagne Nord-Ouest



FOIRE AUX QUESTIONS

29 octobre 2026

Cette foire aux questions (FAQ) a pour objectif de répondre aux principales interrogations issues de la concertation continue associée au projet de parc éolien en mer Bretagne Nord-Ouest (BNO).

Elle complète :

- la **FAQ mise en ligne lors du débat public « La mer en débat »** animé par la Commission Nationale du Débat Public (CNDP) de novembre 2023 à avril 2024 ;
- la plaquette « **Démêler le vrai du faux** » de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) de septembre 2025 ;
- la plaquette **Questions-Réponses éolien en mer – Edition 2024** du Syndicat des Energies Renouvelables (SER) ;
- **le faux du vrai : les éoliennes en mer, ça ne sert à rien ? !** d'avril 2025 du Conseil régional de Bretagne ;
- **« Les éoliennes en mer : un vrai atout pour le climat… et pour la Bretagne ! »** édité par l'association ClimActions et paru en octobre 2025 ;
- Le **site du débat public** concernant **le Schéma Décennal du Développent du Réseau (SDDR),** animé par la CNDP.

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

Table des matières

Energie : La France produit plus d'électricité qu'elle n'en consomme ? Les EnR sont-elles responsables de l'évolution de la facture ? 5
Mix énergétique : Est-il nécessaire de développer les énergies renouvelables ? 6
Mix énergétique : Quelles sont les productions alternatives d'électricité en Bretagne ? 8
Mix énergétique : Est-il possible de remplacer les parcs éoliens en mer par du solaire en France et en Bretagne ? 9
Mix énergétique : Quelles sont les productions de substitution en l'absence de vent ? 11
Mix énergétique : En quoi les ENR contribueront-elles à la baisse de consommation d'énergie fossile d'ici 2030, la production d'électricité française étant déjà décarbonée et le parc de production français est déjà en surproduction ? 12
Mix énergétique : Est-il envisageable d'implanter en Bretagne des petites unités de production d'électricité fondée sur l'énergie nucléaire (small modular reactor) à la place des parcs éoliens en mer ? 13
Planification : Pourquoi la Bretagne a-t-elle un objectif aussi important de développement de l'éolien en mer ? 16
Planification : Les parcs éoliens représentent-ils un risque pour la défense nationale ? 17
Planification : Comment ont été prises en compte les conclusions du débat public ? 18
Planification : Quelle concertation est mise en œuvre vers les élus et le public ? 19
Planification : Pourquoi ne pas avoir retenu le scénario dit « équilibre » du syndicat des énergies renouvelables (SER) ? 21
Planification : Quelles sont les autres zones prioritaires à l'éolien en mer en Bretagne ? 22
Planification : Comment a été définie la zone Bretagne Nord-Ouest ? Quelles sont aujourd'hui les marges de manœuvre ? 24
Planification : Pourquoi la « priorité ZEE » de la loi APER n'a-t-elle pas été suivie sur la zone BNO ? 25
Planification : Pourquoi ne pas avoir retenu la zone Bretagne Nord Centre proposée par les pêcheurs ? 26
Planification : Comment la sécurité maritime est-elle prise en compte dans le processus de planification ? 27
Planification : Quelles sont les capacités de l'Etat à orienter le trafic maritime et à intervenir pour faire face à un événement de mer ? 28
Planification : La proposition alternative présentée par NEMO est-elle envisageable ? 29
Planification : Quelle compatibilité de la zone BNO avec les installations militaires visées par le décret n°2025-781 et l'arrêté du 6 août 2025 relatifs aux règles d'implantation des installations de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent ? 30
Caractéristiques de la zone BNO : Quels seront la puissance, le nombre et la taille des éoliennes ? 31
Caractéristiques de la zone BNO : Quelle sera la durée de vie du parc et comment sera-t-il démantelé ? 32
Caractéristiques de la zone BNO : Quelle est la technologie retenue ? Posé ou flottant 33

Caractéristiques de la zone BNO : Quels sont la durée, le coût et les modalités de la campagne géotechnique ? 35
Caractéristiques de la zone BNO : Quel est le calendrier du projet ? 36
Caractéristiques de la zone BNO : Quand sera prise la décision relative à l'implantation des mâts ? 36
Caractéristiques de la zone BNO : Quelle sera la superficie utilisée par les ancrages des éoliennes flottantes ? 37
Etudes préalables : Quelles sont les études préalables nécessaires au projet BNO ? 38
Economie : Le parc éolien BNO aura-t-il un impact sur la fréquentation touristique et la valeur de l'immobilier ? 39
Economie : Quelles seront les retombées économiques pour le territoire ? 40
Economie : Comment est calculée et répartie la taxe éolienne ? 41
Economie : La pêche sera-t-elle possible au sein du parc ? 43
Economie : Quel accompagnement sera proposé aux pêcheurs impactés et à la filière ? 44
Economie : Le parc aura-t-il un impact sur la conchyliculture ? 45
Economie : Qui peut participer aux Appels d'Offre de la Commission de Régulation de l'Energie ? 45
Economie : Comment est calculé le complément de rémunération ? 46
Economie : Quelle sera la provenance des éoliennes ? 47
Usages : Comment sont encadrés les usages dans les parcs ? 47
Environnement : Le parc aura-t-il un impact sur la biodiversité ? 48
Environnement : En quoi consiste la séquence Eviter, Réduire, Compenser ? 49
Environnement : Le parc aura-t-il un impact sur la Réserve nationale naturelle des Sept-Îles et la zone Natura 2000 de la baie de Morlaix ? 50
Environnement : Comment sont pris en compte les enjeux halieutiques ? 51
Environnement : Quelles seront les émissions de gaz à effet de serre du parc en exploitation ? 52
Environnement : Quels sont les effets des turbulences de sillage des éoliennes sur la météorologie ? 53
Environnement : Quels sont les risques sur l'environnement en cas d'incidents au sein du parc (incendie, pollution accidentelle...) ? 54
Environnement : Quelles sont les émissions chimiques des matériaux constitutifs des éoliennes en mer ? 55
Paysage : Le parc aura-t-il un impact sur le paysage ? 57
Paysage : A quelle distance le parc sera-t-il visible ? Un retrait de plus ou moins 2 km a-t-il un impact sur la visibilité ? 58
Paysage : Comment sont produits les photomontages, sont-ils réalistes ? 59
Paysage : De quelles couleurs seront les éoliennes ? 60
Raccordement : Quel est le coût du raccordement ? 60
Raccordement : Quelles sont les caractéristiques du raccordement ? 62
Raccordement : Les éoliennes et leurs installations connexes pourront-elles réguler la fréquence du système électrique, c'est-à-dire varier la puissance ? Dans quelles proportions seront les variations maximales possibles, prévues au cahier des charges ? 63

Raccordement : Les éoliennes pourront-elles participer à la régulation de tension en Bretagne en faisant des variations positives et négatives ? Dans quelles proportions ?.....64

Raccordement : Comment le système électrique breton parvient-il à gérer l'excédent potentiel d'énergies renouvelables intermittentes et à maintenir l'équilibre du réseau ?.....65

Concernant le raccordement : 67

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

1. Energie : La France produit plus d'électricité qu'elle n'en consomme ? Les EnR sont-elles responsables de l'évolution de la facture ?

En 2024, l'équilibre offre-demande en France s'est fortement amélioré. La production a atteint 539 TWh, dépassant ainsi la moyenne des années 2014-2019 (avant-crise), avec notamment 362 TWh de nucléaire, 75 TWh d'hydraulique et 72 TWh de production éolienne et photovoltaïque.

Cette production significative a permis à la France d'exporter 89 TWh d'électricité vers ses voisins, générant de l'ordre de 5 Mds€ de recettes pour la balance commerciale nationale. Elle a donc effectivement plus produit qu'elle n'a consommé.

Le soutien des énergies renouvelables par l'Etat n'est à ce jour pas directement répercuté sur la facture.

L'augmentation de 20% hors inflation des factures sur les dix dernières années est imputable à un ensemble de facteurs. Les factures d'électricité se décomposent en 3 parties :

- la fourniture en électricité (qui représente environ 40% de la facture)
- le tarif d'utilisation des réseaux (environ 29%)
- les taxes (environ 31%).

Cette répartition a évolué au cours du temps, la part fourniture en électricité ayant notamment augmenté pendant la crise de 2022-2023 (crise d'approvisionnement en gaz et baisse de la production nucléaire due à la corrosion sous contrainte).

Sur la partie fourniture en électricité, les EnR ont plutôt tendance à faire baisser les prix de gros compte tenu de leur coût marginal faible.

Source et pour en savoir plus :

Consulter « Débat sur l'énergie - Démêler de vrai du faux » de la Commission de Régulation de l'Energie

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

2. Mix énergétique : Est-il nécessaire de développer les énergies renouvelables ?

En signant l'Accord de Paris en 2015, l'Union européenne (UE) et la France se sont engagées avec la plupart des États du monde à limiter le réchauffement climatique à 2 °C d'ici 2100 par rapport à l'ère préindustrielle, et si possible 1,5 °C. Dans ce cadre et en complément des leviers de sobriété et d'efficacité énergétique, des objectifs de production d'électricité renouvelable et de capacité installée d'éolien en mer ont été fixés au niveau de l'UE.

L'atteinte de ces objectifs nécessite une électrification croissante des activités économiques pour remplacer les usages actuels des hydrocarbures (pétrole, gaz, charbon). RTE (Réseau de Transport d'Électricité) a publié en février 2022 l'étude "Futurs énergétiques 2050" qui analyse les évolutions de la consommation et compare les six scénarios de systèmes électriques qui garantissent la sécurité d'approvisionnement, pour que la France dispose d'une électricité bas-carbone en 2050. Le scénario de référence anticipe une augmentation importante de la consommation électrique pour atteindre 645 TWh en 2050.

En 2022, 24 % de la production totale d'électricité en France était d'origine hydroélectrique, éolienne (notamment grâce à la mise en service du parc de Saint-Nazaire) ou solaire (106 TWh sur 445 TWh), tandis que l'énergie nucléaire représentait 63 % de cette production et les combustibles fossiles représentaient 10 %.

L'année 2022 a accentué la nécessité de développer de nouveaux moyens de production. Comme le souligne RTE dans son « Bilan Électrique 2022 », trois crises indépendantes ont touché simultanément la production électrique française :

- L'envolée des prix du gaz, soutenue par les menaces sur l'approvisionnement de l'Europe résultant de la guerre menée par la Russie en Ukraine, qui a provoqué une montée importante des prix de l'électricité en Europe ;
- La découverte du phénomène de corrosion sous contrainte dans les réacteurs nucléaires français, qui a conduit depuis fin 2021 à de nombreux arrêts de réacteurs pour contrôles et réparation ;
- Une sécheresse longue qui a réduit la production hydraulique en France à son plus bas niveau depuis 1976, touchant aussi une large partie de l'Europe.

Ainsi, en 2022, le volume total d'électricité produite en France a atteint 445 TWh, soit son plus bas niveau depuis 1992, pour une consommation totale de 459 TWh. La France a été, pour la première fois depuis 1980, importatrice nette d'électricité sur l'année, avec un solde net de 16,5 TWh.

En 2024, l'équilibre offre-demande en France s'est fortement amélioré. La production a atteint 539 TWh, dépassant ainsi la moyenne des années 2014-2019 (avant-crise), avec notamment 362 TWh de nucléaire, 75 TWh d'hydraulique et 72 TWh de production éolienne et photovoltaïque.

Cette production significative a permis à la France d'exporter 89 TWh d'électricité vers ses voisins, générant de l'ordre de 5 Mds€ de recettes pour la balance commerciale nationale. Elle a donc effectivement plus produit qu'elle n'a consommé.

Ces crises reflètent pour partie des contraintes de long terme sur la production électrique :

- Le réchauffement climatique réduit les précipitations en eau sur une large partie du territoire, générant des contraintes sur la production hydraulique et sur certaines centrales nucléaires lors des sécheresses et des canicules ;
- Le vieillissement du parc nucléaire français conduit à une diminution de sa production moyenne et devrait conduire, à terme, à des arrêts définitifs rapprochés de réacteurs (« effet falaise ») qu'il faut anticiper ;
- La dépendance au gaz, et plus largement aux combustibles fossiles, est sujette à des tensions géopolitiques et nuit à la souveraineté énergétique de la France. Les principales filières de production d'électricité d'origine renouvelable sont l'hydroélectricité, le solaire photovoltaïque et l'éolien, terrestre et en mer. En particulier, l'éolien en mer est une composante capitale de ce futur bouquet électrique : le vent est plus fort et plus régulier qu'à terre ; les espaces en mer permettent d'installer un plus grand nombre d'éoliennes et de plus grande taille (donc plus puissantes) ; il s'agit d'une filière compétitive

Source et pour en savoir plus :

Consulter la fiche 29 du Dossier du Maître d'Ouvrage « La mer en débat » : « Pourquoi développer l'éolien en mer ».

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

3. Mix énergétique : Quelles sont les productions alternatives d'électricité en Bretagne ?

En 2024, la Bretagne produit 20,5 % de l'énergie électrique qu'elle consomme, dont 76,5 % est issue des énergies renouvelables, en complément, elle s'appuie sur l'électricité d'origine nucléaire, produite dans les régions voisines. Les principales sources actuelles de production électrique de la Bretagne sont l'éolien terrestre, la centrale à cycle combiné au gaz de Landivisiau, l'usine marémotrice de la Rance ou encore les turbines à combustion de Brennilis et Dirinon.

Le projet de connexion Celtic Interconnector permettra de transporter de l'électricité entre la France et l'Irlande, le rattachement au réseau s'effectuant en Bretagne. La Bretagne est également concernée par le développement de l'éolien terrestre ou photovoltaïque.

Toutefois, possédant de réels atouts pour y contribuer, la façade a vocation à devenir pionnière dans la production d'énergies renouvelables en mer, en utilisant principalement l'énergie du vent. Concernant les projets d'éoliennes en mer, le parc de Saint-Brieuc est le premier parc breton mis en service complètement en 2024 et les parcs de Bretagne Sud sont en cours de développement avec une mise en service prévisionnelle entre 2032 et 2034.

Source et pour en savoir plus :

Consulter le memento de l'énergie en Bretagne de l'Observatoire de l'Environnement en Bretagne

Bilan électrique Bretagne 2024 de RTE

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

4. Mix énergétique : Est-il possible de remplacer les parcs éoliens en mer par du solaire en France et en Bretagne ?

Cette hypothèse a été présentée par l'État et RTE dans le dossier de maitrise d'ouvrage publié au lancement du débat public (*cf. chapitre 3.3, Scénario 2 : Développer d'autres moyens de production d'énergie à la place de l'éolien en mer).*

Dans cette hypothèse, il serait impératif de développer d'autres moyens de production d'énergie décarbonés : éolien terrestre, solaire et nouveau nucléaire. Une simulation de la production d'électricité en supposant l'utilisation d'une seule technologie de substitution, ou en s'appuyant sur un mix équilibré envisagé à 2050, permet d'envisager les conséquences de ces choix. À titre d'exemple, la modélisation se base sur une production de 10 TWh d'électricité, soit la consommation électrique de deux millions de foyers, ou l'équivalent en carburant de 10 % du trafic aérien, ou encore 3 % de la consommation du secteur industriel.

Pour produire 10 TWh d'électricité il serait nécessaire d'installer près de 300 éoliennes en mer de 8 MW, soit 2,5 GW (comme celles installées dans le parc de Saint-Brieuc qui injectent déjà de l'électricité sur le réseau, et dont la mise en service est prévue début 2024).

Pour remplacer ces 300 éoliennes en mer de 8 MW et produire 10 TWh d'électricité, en supposant le remplacement de ces capacités par une unique technologie décarbonée, et indépendamment des enjeux de stockage qui pourraient éventuellement émerger, il serait nécessaire d'installer :

8,2 GW de photovoltaïque, ce qui correspondrait à une emprise au sol de 8 200 ha, soit plus de 8 000 terrains de football. Pour compenser le déficit de production de 138 TWh mentionnés dans le scenario 1, cela représente près de 100 GW, donc près de 100 000 ha. Cela s'ajouterait à l'objectif de 100 à 150 GW de photovoltaïque nécessaire par ailleurs. Il faudrait donc multiplier cet objectif, déjà très ambitieux, par 2.

En prenant en compte les capacités considérables à installer, les contraintes liées à l'emprise de ces infrastructures ou le délai nécessaire avant qu'elles soient opérationnelles, le choix de produire de l'énergie correspondante par un autre moyen de production que l'éolien en mer est difficilement envisageable.

Ces diverses sources de production décarbonées ne doivent pas être opposées les unes aux autres : elles ont des caractéristiques et des profils de production complémentaires.

Par ailleurs, la répartition diffuse de la production d'électricité dans les territoires (en toiture) fait partie des scénarios prospectifs étudiés par RTE dans le cadre du rapport *Futur énergétique 2050* publié en 2021 (scénario M1). Si ce scénario repose de manière substantielle sur le développement du solaire diffus, RTE note toutefois, qu'afin de produire le volume d'électricité bas-carbone nécessaire à l'atteinte de la neutralité carbone à un coût raisonnable, de

grands parcs de production d'énergies renouvelables doivent également être développés dans le cadre de ce scénario.

La production diffuse d'énergie renouvelable est donc complémentaire avec celle de grands moyens de production tels que l'éolien en mer.

Source et pour en savoir plus :

Consulter le rapport Futurs énergétiques 2050 de RTE, 2021

Consulter le Dossier de Maîtrise d'Ouvrage de l'État et de RTE, 2023

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

5. Mix énergétique : Quelles sont les productions de substitution en l'absence de vent ?

Les différentes énergies renouvelables électriques (éolien en mer et à terre, photovoltaïque, hydroélectricité, etc.) sont complémentaires : chacune apporte une contribution spécifique au fonctionnement du système électrique. Elles ne présentent pas les mêmes coûts, ni les mêmes impacts environnementaux ou en matière d'emprise au sol. Il est nécessaire d'avoir une diversité des sources de production électrique. La complémentarité de l'éolien terrestre et de l'éolien maritime (où les régimes de vents sont différents) ou celle de l'éolien et du photovoltaïque (complémentarité entre les régimes de vent et les cycles du soleil) permettent d'obtenir une production électrique plus régulière. Le développement d'une seule filière, par exemple de la filière solaire, aurait pour conséquence de générer des coûts massifs pour le système électrique (coûts réseaux, coûts de stockage, etc.).

C'est, au contraire, le foisonnement grâce aux réseaux de productions variées, utilisant plusieurs technologies, qui permet d'assurer la sécurité d'approvisionnement. La Bretagne, région agricole, dispose d'importantes ressources en biomasse (résidus de cultures, déjections animales, déchets liés à l'industrie agroalimentaire, biodéchets, etc.). Ces ressources sont susceptibles de produire du biogaz grâce à leur transformation dans des unités de méthanisation. En 2025, la Bretagne compte 272 unités de méthanisation en fonctionnement. Le réseau de distribution de gaz naturel dessert environ 30 % des communes bretonnes, ce qui correspond à une couverture de 71 % de la population.

Source et pour en savoir plus :

Consulter le memento de l'énergie en Bretagne de l'Observatoire de l'Environnement en Bretagne

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

6. Mix énergétique : En quoi les ENR contribueront-elles à la baisse de consommation d'énergie fossile d'ici 2030, la production d'électricité française étant déjà décarbonée et le parc de production français est déjà en surproduction ?

La France dépend aujourd'hui à 60% des énergies fossiles (pétrole, gaz, charbon) et bien que l'électricité produite en France soit très peu émettrice de gaz à effet de serre, cette production ne représente que 27% de l'énergie aujourd'hui consommée par les Français.

L'augmentation de la consommation d'électricité suit la dynamique de l'électrification des usages : d'ici 2050, la consommation d'électricité devrait augmenter de 35% à 50% par rapport à aujourd'hui. À l'horizon 2050, l'électricité décarbonée devrait devenir l'énergie majoritaire dans le mix énergétique. Ainsi, l'augmentation de la consommation d'électricité est la contrepartie de la baisse souhaitée des énergies fossiles.

Dans cette perspective, il faut produire une part plus importante de l'énergie consommée sur notre territoire.

A ce titre, le parc éolien BNO, dont la mise en service est prévue d'ici 2035, permet d'augmenter la production électrique bas-carbone et contribue à l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone à 2050 et au renforcement de la souveraineté énergétique nationale.

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

7. Mix énergétique : Est-il envisageable d'implanter en Bretagne des petites unités de production d'électricité fondée sur l'énergie nucléaire (small modular reactor) à la place des parcs éoliens en mer ?

La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie 2026-2035 publiée le 13 février 2026 promeut un mix énergétique s'appuyant à la fois sur les énergies nucléaire et renouvelables afin de répondre aux besoins notamment d'électricité à horizon 10 ans, en cohérence avec les objectifs d'électrification des usages nécessaires à la décarbonation et à la souveraineté énergétique.

La PPE 3 n'identifie pas de nouveau projet nucléaire en Bretagne, le lancement du programme industriel de construction de trois paires de réacteurs EPR2 porté par EDF reposant sur des sites existants, en Normandie (Penly), dans les Hauts-de-France (Gravelines) et en Auvergne-Rhône-Alpes (Bugey).

Concernant les petits réacteurs modulaires (« small modular reactor »), l'appel à projets « réacteurs nucléaires innovants » de France 2030 doit permettre de faire émerger des premiers prototypes à l'horizon du début de la décennie 2030. Cette offre de faible puissance pourrait venir compléter celle des réacteurs de forte puissance dans un horizon de temps allant au-delà de la période couverte par la PPE3. Des travaux visant à qualifier l'opportunité de déployer de tels réacteurs en France, et à identifier le cas échéant des sites d'implantation pertinents, seront poursuivis en ce sens.

L'éolien en mer occupe une place importante dans la PPE3, qui prévoit l'atteinte de 15 GW à horizon 2035, 18 GW à horizon 2037 et de 45 GW à horizon 2050, répartis sur les différentes façades maritimes, aussi bien en Méditerranée et en Manche qu'en Atlantique, avec d'importantes retombées économiques et industrielles en perspectives.

Les objectifs de la PPE

Fruit de plus de trois ans de travail, de débats au Parlement et de grandes consultations publiques, la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE n°3), publiée par décret le 13 février 2026, présente la politique énergétique de la France pour répondre aux enjeux de consommation et de production d'énergie sur la période 2026-2035.

A ce jour, les énergies fossiles qui représentent encore près de 60 % de notre consommation finale d'énergie. Ces importations menacent notre souveraineté et contribuent au dérèglement climatique avec des conséquences irréversibles sur l'environnement et la vie quotidienne des Français. Pour réduire notre dépendance dans ces énergies fossiles importées et atteindre la neutralité carbone, il s'agit de conjuguer efficacité et sobriété énergétique,

électrification des usages (par exemple le véhicule électrique ou les pompes à chaleur), et production d'électricité décarbonée.

Pour y parvenir, la PPE 3 prévoit ainsi à la fois :

- **d'accroître les capacités du parc nucléaire avec un programme de relance ambitieux ;**
- **de développer les énergies renouvelables électriques** (éolien terrestre et maritime, solaire) développables plus rapidement et complémentaires du nucléaire.

Nucléaire – parc actuel et ambitions de la PPE 3

Pour mémoire, le parc nucléaire français est constitué de 57 réacteurs de production d'électricité répartis sur 18 sites, pour une puissance installée de 62,9 GW. Il a assuré en 2024 la production de 362 TWh, soit environ 67 % de la production d'électricité française totale. Ces réacteurs, exploités par EDF, reposent tous sur la même technologie, dite « à eau sous pression », et se répartissent en différents paliers standardisés selon la puissance des réacteurs :

- 32 réacteurs de 900 MWe ;
- 20 réacteurs de 1 300 MWe ;
- 4 réacteurs de 1 450 MWe ;
- 1 réacteur de 1 650 MWe, le réacteur de technologie EPR de Flamanville 3, mis en service en mai 2024.

Par ailleurs, le **développement de petits réacteurs modulaires** (small modular reactors, SMR), d'une puissance allant de quelques dizaines de MWe à environ 400 MWe, a également été engagé à des phases de maturité moins avancées, avec notamment le soutien des plans France Relance et France 2030. Cette offre de faible puissance pourrait venir compléter celle des réacteurs de forte puissance dans un horizon de temps allant au-delà de la période couverte par la PPE3.

Ainsi, en matière de nucléaire, la PPE3 confirme notamment :

- le lancement du programme industriel de construction de trois paires de réacteurs EPR2 porté par EDF en Normandie, dans les Hauts-de-France et en Auvergne-Rhône-Alpes, à raison de deux réacteurs sur le site de Penly, de deux sur le site de Gravelines et de deux sur le site de Bugey. Le réacteur de type EPR2, développé par EDF, constitue la technologie disponible à court terme sur le segment de forte puissance (environ 1 650 MWe). Il est adapté aux caractéristiques du réseau électrique français.
- l'objectif d'atteindre le premier béton d'un petit réacteur modulaire à eau pressurisée et le lancement d'au moins un prototype de petit réacteur nucléaire innovant de technologie différente à l'horizon du début de la décennie 2030. L'État poursuivra les travaux visant à qualifier l'opportunité de déployer de tels réacteurs en France dans un second temps, notamment au regard de la contribution à la production de chaleur, à la production d'hydrogène ou à la fermeture du cycle du combustible. L'État veillera également à préparer, le cas échéant, l'identification de sites d'implantation pertinents et achèvera le réexamen du cadre législatif et réglementaire applicable, en vue de

préparer les ajustements qui seraient considérés comme nécessaires pour disposer d'un cadre adapté aux enjeux.

Source et pour en savoir plus :

Consulter la PPE 3 : programmation pluriannuelle de l'énergie

8. Planification : Pourquoi la Bretagne a-t-elle un objectif aussi important de développement de l'éolien en mer ?

Les objectifs fixés par la Stratégie Nationale pour la Mer et le Littoral 2024-2030 à l'échelle des façades maritimes reposent à la fois sur des données techniques (profondeurs, vitesse du vent, densité du trafic maritime). Ils ont été ajustés à l'issue du débat public dans la décision interministérielle du 17 octobre 2024.

L'objectif pour la façade Nord Atlantique-Manche Ouest est ainsi de 3 GW de nouveaux projets attribués à l'horizon 2035 (Bretagne Nord-Ouest et Bretagne Nord-Est). A titre de comparaison, il est de 7 GW pour la façade Manche Est-Mer du Nord, de 2,4 GW pour la façade Sud Atlantique et de 3,1GW pour la Méditerranée. La Bretagne, au regard de son linéaire côtier et de son potentiel, n'est donc ni favorisée ni désavantagée.

Source et pour en savoir plus :

Consulter la Stratégie Nationale pour la Mer et le Littoral 2024-2030 et la décision interministérielle du 17 octobre 2024

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

9. Planification : Les parcs éoliens représentent-ils un risque pour la défense nationale ?

La défense opérationnelle du territoire, en liaison avec les autres formes de la défense militaire et avec la défense civile, concourt au maintien de la liberté et de la continuité d'action du gouvernement, ainsi qu'à la sauvegarde des organes essentiels à la défense de la nation.

Afin d'assurer une prise en compte homogène, pour l'ensemble des façades maritimes, d'un certain nombre de contraintes en mer, et en particulier de contraintes liées à l'exercice des missions de Défense nationale, la Première Ministre a demandé en juin 2023 au Secrétariat général de la mer de réaliser un travail cartographique national de référence, qui a permis de définir les zones propices à l'éolien en mer soumises au débat public au sein desquelles notamment les zones indicatives de poursuite de concertation de concertation ont été retenues en Bretagne Nord-Ouest et Bretagne Nord-Est (cf. la décision interministérielle du 17 octobre 2024

Ces zones propices sont les zones où l'éolien en mer peut être développé sans compromettre la défense nationale, en prévoyant éventuellement certains ajustements.

Source et pour en savoir plus :

Consulter la fiche 27 du Dossier du Maître d'Ouvrage « La mer en débat » : « Défense et sécurité : état des lieux des interactions ».

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

10. Planification : Comment ont été prises en compte les conclusions du débat public ?

L'État a traduit les enseignements qu'il a tiré du débat et défini les zones prioritaires pour le développement de l'éolien en mer, à l'horizon 10 ans et jusqu'en 2050 dans la décision interministérielle du 17 octobre 2024, accompagnée du rapport du maître d'ouvrage élaboré par l'État et RTE. Par ailleurs, ces documents définissent également les aires et les zones d'études de raccordement, en mer et à terre, correspondant aux projets devant être mis en service d'ici 2035.

Les zones prioritaires identifiées pour mise en services à horizon 2035 feront l'objet d'une procédure de mise en concurrence nommée AO10 (Appel d'Offres n°10), les zones restantes seront attribuées lors d'une ou plusieurs procédures de mises en concurrence qui suivront.

A noter que s'agissant des zones Bretagne Nord-Ouest et Bretagne Nord-Est, la décision interministérielle du 17 octobre 2024 a défini des zones de poursuite de la concertation qui ont vocation à donner lieu à des zones prioritaires au terme d'un processus complémentaire de concertation avec les acteurs de la façade, mené sous l'égide du Conseil maritime de façade NAMO et de la Conférence Régionale de la Mer et du Littoral de Bretagne.

Les zones prioritaires pour le développement de l'éolien en mer, ainsi que les engagements de l'Etat dans le rapport des maîtres d'ouvrage, seront intégrées dans les stratégies de façade maritime en cours de mise à jour.

Source et pour en savoir plus :

Consulter la décision du 17 octobre 2024 consécutive au débat public « La mer en débat » portant sur la mise à jour des volets stratégiques des documents stratégiques de façade et la cartographie des zones maritimes et terrestres prioritaires pour l'éolien en mer

Consulter le rapport des maîtres d'ouvrages sur la prise en compte des enseignements du débat public « La mer en débat », septembre 2024

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

11. Planification : Quelle concertation est mise en œuvre vers les élus et le public ?

Les collectivités territoriales ont été pleinement impliquées dans le cadre de l'exercice de planification préalable à la définition des zones de projets qui seront attribuées ensuite à un développeur après un appel d'offre. Comme le prévoit le code de l'environnement (L 121-8-1), dans le cadre du débat public, l'avis des collectivités territoriales situées à moins de 100 km des zones propices à l'éolien en mer soumises au débat public a été sollicité. Les élus de ces collectivités ont également pu participer au débat via les différentes modalités mises à leur disposition (cahier d'acteurs, réunions publiques…).

L'article L. 121-14 du code de l'environnement dispose : « Après un débat public ou une concertation préalable décidée par la Commission Nationale du Débat Public (CNDP), elle désigne un garant chargé de veiller à la bonne information et à la participation du public jusqu'à l'ouverture de l'enquête publique. La Commission détermine les conditions dans lesquelles le garant et le maître d'ouvrage la tiennent informée. Elle assure, si nécessaire, la publication de rapports intermédiaires. Le rapport final du garant est rendu public ». Cette concertation post-débat est mise en œuvre par le maître d'ouvrage, depuis sa décision de poursuivre le projet jusqu'à l'enquête publique. Le maître d'ouvrage doit tout d'abord informer la CNDP des modalités d'information et de participation du public mises en œuvre ainsi que de celles de la contribution du public à l'amélioration du projet.

Dans ce cadre, une page internet dédiée au projet Bretagne Nord-Ouest est tenue sur le site eoliennesenmer.fr, des réunions publiques ont été organisées en juin 2025, une newsletter a été mise en place, ainsi que des partenariats avec des médiateurs scientifiques à destination du grand public et des élèves des établissements scolaires.

Pour chaque projet de développement du réseau public de transport d'électricité, il appartient à l'État, en tant qu'autorité de tutelle, de veiller à ce que RTE s'acquitte de ses missions dans les meilleures conditions, notamment au regard des impératifs économiques, techniques et de protection de l'environnement.

La circulaire dite « Ferracci » du 21 mars 2025 (succédant à la circulaire « Fontaine » du 9 septembre 2002), relative au développement des réseaux publics de transport et de distribution de l'électricité, prévoit donc que chaque projet de développement du réseau public de transport d'électricité fasse l'objet d'une concertation spécifique.

Une fois que le projet sera validé par l'État, RTE mettra en œuvre une concertation sous l'égide du Préfet de département qui doit permettre :

– de définir, avec les élus et les associations représentatifs des populations concernées, les caractéristiques ainsi que les mesures d'insertion environnementale et d'accompagnement du projet ;

– d'apporter une information de qualité aux populations concernées par le projet ; de valider le fuseau et des ouvrages de moindre impact du raccordement.

Cette concertation devra s'effectuer en liaison avec celle mise en œuvre par la CNDP sous l'égide d'un garant à l'issue du débat public, permettant au public d'être associé à la définition des caractéristiques ainsi que des mesures d'insertion environnementale et d'accompagnement du projet avant la validation du fuseau et des ouvrages de moindre impact du raccordement.

À la suite de l'attribution de chaque parc, une Instance de Concertation et de Suivi (ICS) sera mise en place sous l'autorité des préfets compétents (préfet de région et préfet maritime) pour ces activités. Cette instance constituera un lieu de dialogue privilégié entre les parties prenantes pour l'élaboration de propositions tout au long de la vie du projet, et permettra la meilleure prise en compte des enjeux locaux. À l'initiative des préfets compétents, cette instance pourra rassembler toutes les entités concernées par ces enjeux (notamment le développeur, RTE, les services de l'État, les représentants des organisations professionnelles régionales et locales, des représentants d'associations de protection de l'environnement, des collectivités territoriales, l'Office Français de la Biodiversité, etc.) et des sous-groupes sectoriels de l'instance pourront être créés (notamment pour les activités de pêche professionnelle).

Source et pour en savoir plus :

Consulter le site eoliennesenmer.fr ».

Consulter la question Q90 (p 339) du rapport des maîtres d'ouvrages sur la prise en compte des enseignements du débat public « la mer en débat », septembre 2024

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

12. Planification : Pourquoi ne pas avoir retenu le scénario dit « équilibre » du syndicat des énergies renouvelables (SER) ?

Le scénario équilibre 2 du Syndicat des Energies Renouvelables (SER) et de France Renouvelable (FR) présenté en août 2024 n'a pas été retenu car il propose des zones propices à l'éolien en mer situées en Bretagne Nord dans des secteurs non compatibles avec les enjeux de sécurité de la navigation maritime. Celles-ci se situent notamment dans la « zone tampon » de sécurité définie aux abords des rails de navigation reliant les Dispositifs de Séparation du Trafic (DST) d'Ouessant et des Casquets (p.108 rapport MOA post débat).

Dans sa note technique du 11 juillet 2016, la direction des affaires maritimes définit les dispositions de sécurité en mer nécessaires à l'implantation d'un parc éolien, notamment pour prévenir les écarts de routes liés à des circonstances exceptionnelles ou de force majeure (avarie, panne moteur…) et assurer les secours : une distance minimale de 10 milles nautiques (environ 18 km) entre les parcs et ces routes maritimes a été déterminée en conséquence comme un minimum.

Les préfets maritimes de l'Atlantique et de la Manche en tant que garants de la sécurité maritime et directeurs des opérations de secours en mer, rappellent régulièrement l'importance de cette distance minimale qui dégage du temps d'intervention pour les moyens d'assistance en cas d'événement de mer à proximité des parcs.

Cette distance de sécurité a été actée par la décision interministérielle du 17 octobre 2024 portant notamment sur la cartographie des zones maritimes prioritaires pour l'éolien en mer.

Source et pour en savoir plus :

Consulter le rapport des maîtres d'ouvrages sur la prise en compte des enseignements du débat public « La mer en débat », septembre 2024

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

13. Planification : Quelles sont les autres zones prioritaires à l'éolien en mer en Bretagne ?

Les projets attribués ou en cours de développement sont identifiés dans la cartographie des zones prioritaires à l'éolien en mer, à 10 ans et à 2050, annexée à la Stratégie de façade maritime NAMO adoptée par les préfets coordonnateurs de la façade, le 25 novembre 2025 (cf ; carte page suivante).

Deux projets sont en cours de développement en Bretagne Sud : un premier parc éolien flottant de 250 MW attribués au consortium Pennavel en 2023 et un second parc de 500 MW dont la procédure de mise en concurrence est en cours. Leur mise en service prévisionnelle est programmée pour 2032-2034.

Par ailleurs, la décision interministérielle du 17 octobre 2024 prévoit pour la façade maritime Nord Atlantique - Manche Ouest (NAMO) qu'une procédure de mise en concurrence soit lancée :

- dans un premier temps sur la zone Bretagne Nord-Ouest (BNO) pour un parc flottant d'environ 2 GW dont la mise en service est prévue à 10 ans,

- dans un second temps sur la zone Bretagne Nord-Est (BNE) pour un parc d'environ 2 GW, dont la mise en service est prévue à l'horizon 2040. Il est situé totalement ou pour partie sur la façade NAMO et, pour la partie restante, le cas échéant, sur la façade Manche Est - mer du Nord sans que cette dernière ne puisse dépasser 1 GW et dans le respect des objectifs assignés à chaque façade.

Enfin, une zone dénommée Bretagne Grand Large (BGL) est identifiée comme prioritaire pour le développement d'éolien en mer à l'horizon 2050. Cette zone pourra être précisée et revue ultérieurement.

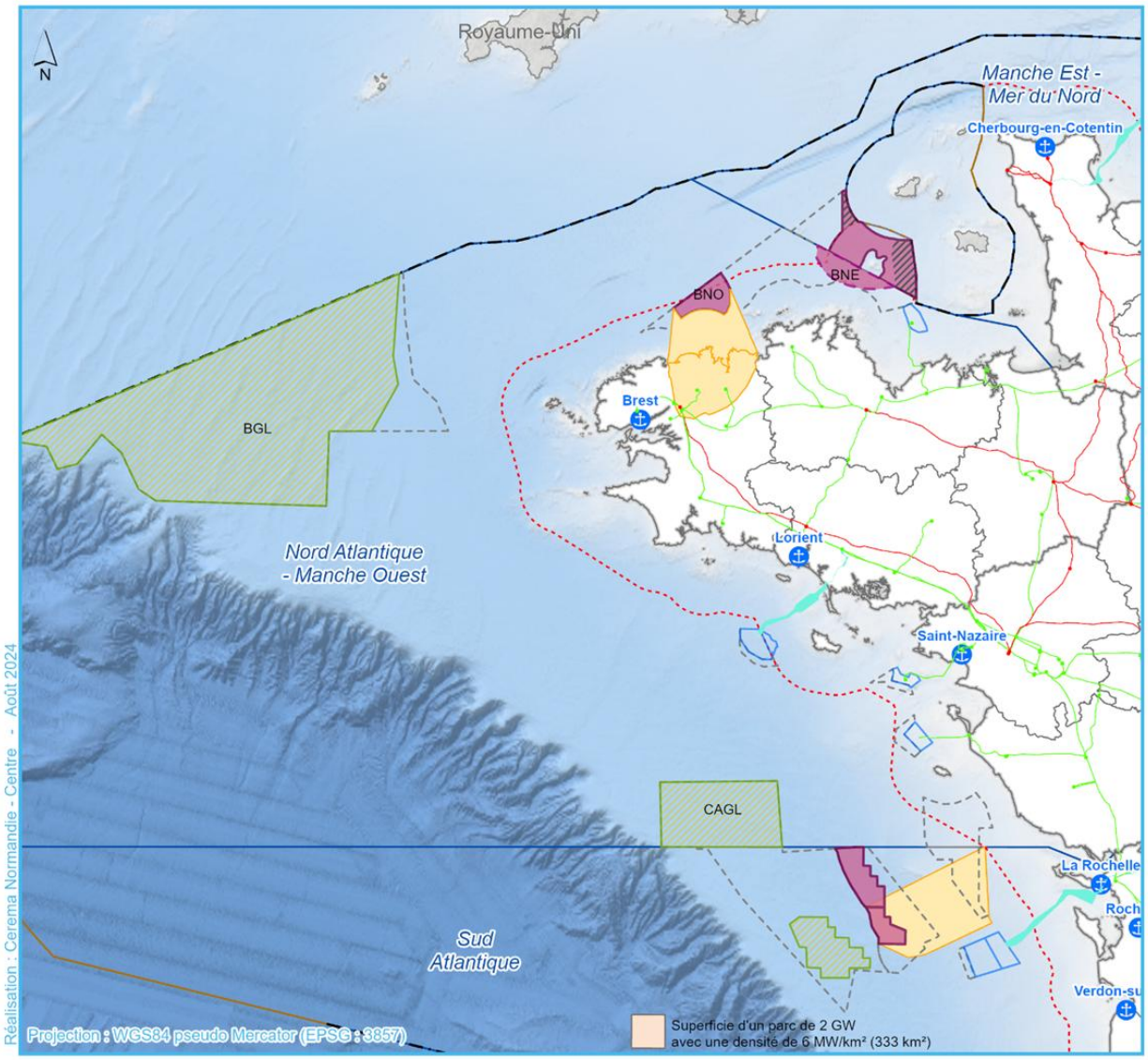
Source et pour en savoir plus :

Consulter la décision interministérielle du 17 octobre 2024 consécutive au débat public « La mer en débat » portant sur la mise à jour des volets stratégiques des documents stratégiques de façade et la cartographie des zones maritimes et terrestres prioritaires pour l'éolien en mer

La Stratégie de Façade Maritime NAMO, adoptée le 25 novembre 2025

GOUVERNEMENT

Liberté
Égalité
Fraternité



- Zones de projets éolien en mer en service / en développement
- Fuseau de moindre impact
- Zones ayant été soumises au débat public
- Zone prioritaire pour le développement de l'éolien en mer à l'horizon 10 ans
- Zone prioritaire de poursuite de la concertation et des études pour le développement de l'éolien en mer à horizon 10 ans qui pourra intégrer des zones complémentaires limitrophes
- Zones nécessitant des études complémentaires et/ou des échanges avec les îles anglo-normandes
- Zones prioritaires pour le développement de l'éolien en mer à l'horizon 2050
- Aire d'étude pour le raccordement de la zone prioritaire à horizon 10 ans

Poste RTE
- 225kV
- 400kV

Ligne RTE
- 225kV
- 400kV

Délimitations maritimes :
- Limite extérieure de la mer territoriale (12 Nq)
- Délimitation maritime avec accord entre Etats
- Limite revendiquée sans accord entre Etats
- Limite de façade maritime
- Principaux ports

0 25 50 Nq
0 100 Km

Sources :
RTE, IGN, SHOM, EMODnet, MTECT

Zones prioritaires à l'éolien en mer de développement retenues au large de la façade NAMO (Stratégie de Façade Maritime NAMO)

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

14. Planification : Comment a été définie la zone Bretagne Nord-Ouest ? Quelles sont aujourd'hui les marges de manœuvre ?

L'État a délimité avec rigueur les zones propices où il est possible d'implanter des parcs éoliens en mer selon cinq critères techniques. Ainsi, toutes les zones soumises au débat public « La mer en débat » ont été choisies pour leur :

- potentiel énergétique (vent),
- faisabilité technique (profondeur et éloignement des côtes),
- compatibilité avec les contraintes de défense nationale[1] et de sécurité de la navigation maritime pour lesquelles les préfets maritimes, garants de la sécurité en mer, jouent un rôle clé dans ces décisions.

Dans un second temps, les enjeux environnementaux, socio-économiques et de raccordement ont été pris en compte pour définir, au sein des zones propices, les zones indicatives de poursuite de la concertation Bretagne Nord-Ouest et Bretagne Nord-Est définies dans la décision interministérielle du 17 octobre 2024. En raison des enjeux liés à la Réserve nationale naturelle des Sept-Iles, la zone centrale est exclue des concertations. Cette exclusion est reconnue par l'Autorité Environnementale dans son avis du 13 mars 2025.

La zone d'étude de 350km^2 en Bretagne Nord-Ouest présentée à la Conférence Régionale de la Mer et du Littoral le 13 mai 2025 s'inscrit à la fois dans la zone propice de Bretagne Nord et dans la zone indicative de poursuite de concertation de la décision interministérielle.

Aujourd'hui, plusieurs études engagées (faisabilité technologique de l'éolien posé et flottant, modalité de cohabitation avec les pêches) permettront de préciser et de concerter le périmètre du projet qui pourrait être soumis ultérieurement à un appel d'offres. La distance à la côte et à l'Ile-de-Batz reste à être précisée (16, 18 voire 20 km) tandis que les limites sont désormais fixées au Nord, par le respect des conditions de sécurité maritime et à l'Est, par le nécessaire évitement des enjeux avifaunistiques.

[1] Carte de moindre contrainte pour les activités de défense produite par le ministère des armées et publiée dans la fiche n°27 « Défense et sécurité » du dossier du maître d'ouvrage du débat public « La mer en débat ».

15. Planification : Pourquoi la « priorité ZEE » de la loi APER n’a-t-elle pas été suivie sur la zone BNO ?

La loi relative à l'Accélération de la Production d'Energies Renouvelables de 2023, dite loi APER, indique que sont ciblées en priorité des zones prioritaires situées en Zone Economique Exclusive (ZEE) soit à plus de 22 km des côtes.

Priorité ne signifiant pas exclusivité, des zones plus proches des côtes peuvent être identifiées. Ainsi, au regard de la densité des activités maritimes et des enjeux environnementaux et paysagers de la bande côtière, il a été proposé d’adopter une distance minimale de 15 km des zones propices à l’éolien en mer soumises au débat public des côtes continentales et des îles habitées.

La distance minimale à la côte continentale et aux îles habitées de la zone d’études et de concertation de Bretagne Nord-Ouest a été adaptée au regard des différents enjeux : elle varie ainsi de 16 à 18 voire 20 km des côtes de l’Ile-de-Batz (soit 18 à 20 voire 22 km des côtes de Roscoff).

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

16. Planification : Pourquoi ne pas avoir retenu la zone Bretagne Nord Centre proposée par les pêcheurs ?

La zone Bretagne Nord Centre (BNC) proposée par les comités des pêches en janvier 2025 est située en dehors des zones indicatives de poursuite de concertation et d'étude de Bretagne Nord-Ouest et de Bretagne Nord-Est, actées par la décision interministérielle du 17 octobre 2024. La zone BNC est positionnée dans la zone centrale à enjeux avifaunistiques, dont l'évitement a été reconnu par l'Autorité environnementale (cf. avis du 13 mars 2025 sur le projet de stratégie de façade maritime NAMO).

En conséquence, le risque d'annulation du futur parc est majeur si celui-ci est positionné en BNC au cœur de la zone d'enjeu d'avifaune alors que des alternatives existent à l'Est et à l'Ouest. C'est pourquoi, la zone BNC ne peut être retenue.

Pour mémoire, au regard des investissements financiers nécessaires au déploiement de l'éolien en mer (2 GW = 4 milliards d'euros), l'État veille à assurer la sécurité juridique des futurs parcs, indispensables à notre souveraineté énergétique avec le nucléaire et à la lutte contre le changement climatique.

Le changement climatique menace nos ressources notamment halieutiques, et les pêcheurs sont les premiers témoins et premières victimes des modifications du milieu marin.

Cet enjeu de sécurisation est d'autant plus stratégique dans le contexte de vives tensions internationales.

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

17. Planification : Comment la sécurité maritime est-elle prise en compte dans le processus de planification ?

La présence de parcs éoliens en mer présente des risques pour les activités et la circulation maritimes, notamment :

- risque de collision entre un navire et une structure du parc éolien, ou entre deux navires, dû à la confusion dans l'appréciation des conditions de navigation (restriction de visibilité) et à la restriction de l'espace de navigation ;
- risque de croche des câbles d'ancrage et de raccordement ;
- restriction de l'espace et des distances pour manœuvrer à l'intérieur du parc ;
- modification potentielle des fonds marins, des courants de marée et des conditions de vent (par exemple, effet du rotor de turbine) ;
- restrictions pour l'intervention des moyens de sauvetage et d'assistance, notamment les aéronefs ;
- interférences engendrées par les structures, qui impactent les systèmes de navigation, tels que le radar ;
- risque de perturbation visuelle pour la navigation maritime, notamment par faible visibilité ou de nuit.

La planification tient compte de ces risques afin de les minimiser et d'éviter la survenance d'accidents aux conséquences graves pour la vie humaine et pour l'environnement (pollution).

Cela passe notamment par la préservation d'une distance minimale entre les principales routes de navigation et les parcs éoliens. Cette distance permet d'anticiper des écarts de route des navires, leur dérive en cas d'avarie, le temps de ralliement nécessaire à des moyens de secours, ou encore l'espace de manœuvre nécessaire à des moyens d'assistance et de remorquage – y compris en cas de conditions météorologiques défavorables. Tenant compte des contraintes de manœuvre des navires de commerce, et au regard du retour d'expérience recueilli à l'étranger, la Direction des Affaires Maritimes (DAM, désormais DGAMPA) a fixé dès 2016 une distance de référence de 10 milles nautiques entre les parcs éoliens et les Dispositifs de Séparation de Trafic (DST) ou les routes de navigation majeures.

Ce principe a été appliqué de la même façon par les deux préfets maritimes de l'Atlantique et de la Manche et Mer du Nord : en Bretagne Nord, à l'égard de la route qui relie le DST d'Ouessant et celui des Casquets situé au large du Cotentin, puis, en continuité, en Manche centrale à l'égard de la route qui relie le DST des Casquets et celui du Pas-de-Calais. Il s'agit d'un axe majeur pour le trafic commercial : en 2024, plus de 44.000 navires de commerce ont transité par le DST d'Ouessant (120/jour). Leurs cargaisons incluaient 508 millions de tonnes de marchandises dangereuses, principalement des hydrocarbures. Les dimensions des navires de

commerce ont suivi ces dernières années une tendance à la hausse, avec désormais de façon courante des porte-conteneurs de 400 mètres de long.

La sécurité maritime est également un facteur clé dans la définition des règles d'encadrement des usages dans le parc et à ses abords immédiats (cf. question 34).

18. Planification : Quelles sont les capacités de l'Etat à orienter le trafic maritime et à intervenir pour faire face à un événement de mer ?

L'organisation du trafic et sa surveillance permettent d'éloigner les navires de la côte et de pouvoir réagir rapidement avec un préavis et un temps de ralliement et d'intervention suffisant pour apporter l'aide nécessaire à un navire en difficulté. Au-delà de la limite des eaux territoriales, y compris en Zone Economique Exclusive (ZEE), les dispositifs d'organisation du trafic doivent être validés par l'Organisation maritime internationale (OMI).

Le Dispositif de Séparation du Trafic (DST) d'Ouessant a ainsi été adopté et rendu obligatoire par l'OMI en novembre 1973. À la suite de la catastrophe de l'Amoco Cadiz en mars 1978, le DST a été spécifiquement éloigné de la côte, modifié et complété en 2003 afin d'éviter les croisements se faisant sur les routes en amont et en aval, hors de portée du service de trafic maritime du CROSS Corsen.

La persistance de nombreux évènements de mer (349 navires en avaries en 2024 dans la zone maritime Atlantique) se traduit par l'engagement régulier de moyens opérationnels mis à disposition des préfets maritimes dans le cadre de l'assistance à des navires en difficulté :

- mise en demeure des navires et de leur compagnie de faire cesser le danger ; projection d'équipe d'évaluation et d'intervention (EEI) pour fournir un avis indépendant à l'autorité maritime ;
- remorquage d'urgence par un remorqueur d'intervention d'assistance et de sauvetage (RIAS) ou un bâtiment de soutien et d'assistance affrété (BSAA).

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

19. Planification : La proposition alternative présentée par NEMO est-elle envisageable ?

La proposition alternative présentée par le collectif NEMO à l'occasion des réunions publiques de juin 2025 est située à l'extérieur de :

- la zone propice à l'éolien en mer Bretagne Nord soumise au débat publique et préalablement retenue par l'État au regard des 5 critères techniques d'implantation dont la sécurité maritime ;
- la zone indicative de poursuite de concertation et d'étude Bretagne Nord-Ouest actée par la décision interministérielle du 17 octobre 2024 qui tient compte de l'évitement de la zone centrale à enjeux avifaunistiques, reconnue par l'Autorité environnementale (cf. avis du 13 mars 2025 sur le projet de stratégie de façade maritime NAMO) ;

Le collectif propose une implantation du projet BNO dans un secteur non compatible avec les enjeux de sécurité de la navigation maritime. Celle-ci se situe notamment dans la « zone tampon » de sécurité définie aux abords des rails de navigation reliant les Dispositifs de Séparation du Trafic (DST) d'Ouessant et des Casquets (p.108 rapport MOA post débat).

Dans sa note technique du 11 juillet 2016, la direction des affaires maritimes définit les dispositions de sécurité en mer nécessaires à l'implantation d'un parc éolien, notamment pour prévenir les écarts de routes liés à des circonstances exceptionnelles ou de force majeure (avarie, panne moteur…) et assurer les secours : une distance minimale de 10 milles nautiques (environ 18 km) entre les parcs et ces routes est fixée. Cette distance minimale dégage du temps d'intervention pour les remorqueurs d'assistance en cas d'événement de mer menaçant un parc éolien et l'environnement marin.

Les préfets maritimes de l'Atlantique et de la Manche en tant que garants de la sécurité maritime et directeurs des opérations de secours en mer, rappellent régulièrement l'importance de cette distance minimale pour limiter les accidents.

Cette distance de sécurité a été actée par la décision interministérielle du 17 octobre 2024 portant notamment sur la cartographie des zones maritimes prioritaires pour l'éolien en mer.

C'est pourquoi la proposition alternative du collectif NEMO ne peut pas être retenue.

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

20. Planification : Quelle compatibilité de la zone BNO avec les installations militaires visées par le décret n°2025-781 et l'arrêté du 6 août 2025 relatifs aux règles d'implantation des installations de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent ?

La prise en compte des enjeux liés à la défense nationale se fait tout au long du processus d'implantation des parcs éoliens en mer, de l'identification de la zone propice à l'autorisation administrative accordée au futur lauréat pour la construction, l'exploitation, la maintenance et le démantèlement du parc.

La cartographie publiée par décision interministérielle du 17 octobre 2024 résulte notamment d'un travail cartographique prenant en compte ces enjeux liés à la défense nationale, et identifie entre autres la zone d'étude et de concertation Bretagne Nord-Ouest (BNO).

Le décret n° 2025-781 du 6 août 2025 relatif aux règles d'implantation des installations de production d'électricité à partir de l'énergie mécanique du vent soumises à autorisation vis-à-vis des installations militaires et l'arrêté associé du 06 aout 2025 (pour l'application de l'article R. 181-32 du code de l'environnement et de l'article 7 du décret n° 2013-611 du 10 juillet 2013 relatif à la réglementation applicable aux îles artificielles, aux installations, aux ouvrages et à leurs installations connexes sur le plateau continental et dans la zone économique exclusive et la zone de protection écologique ainsi qu'aux câbles et pipelines sous-marins) formalisent la méthode d'analyse de risques déjà mise en œuvre par les services des ministères concernés (Défense, Mer, Énergie) pour les projets éoliens en mer et terrestres. Cette méthode d'analyse affine le travail cartographique précédent, et identifie s'il y a lieu les ajustements nécessaires.

Cette méthode sera mise en œuvre pour définir les conditions d'autorisation du projet (au même titre que les conditions environnementales par exemple). Le décret et l'arrêté ne remettent en cause ni BNO, ni l'ensemble des zones de développement identifiées dans l'exercice de planification mené en 2023 et 2024.

Source et pour en savoir plus :

Consulter le décret n° 2025-781 du 6 août 2025 et l'arrêté associé du 06 aout 2025

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

21. Caractéristiques de la zone BNO : Quels seront la puissance, le nombre et la taille des éoliennes ?

La décision interministérielle du 17 octobre 2024 acte le lancement à venir d'une procédure de mise en concurrence pour un projet d'éoliennes en mer d'environ 2 GW maximum soit, à titre indicatif, environ 110 éoliennes de 18 MW et d'une hauteur de 285 m en bout de pâles. Susceptibles d'évoluer, le nombre, la puissance et l'implantation des éoliennes seront connus à la délivrance des autorisations du projet.

Source et pour en savoir plus :

Consulter la plaquette de présentation du projet

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

22. Caractéristiques de la zone BNO : Quelle sera la durée de vie du parc et comment sera-t-il démantelé ?

L'exploitation et la maintenance des parcs sont réalisées pendant toute la durée de vie du parc, estimée à une trentaine d'années. À l'issue de la phase d'exploitation, le développeur démantèle le parc à sa charge en vue de restituer le site dans un état comparable à l'état initial. Tous les composants démantelés sont ramenés à terre pour être presque intégralement réutilisés ou recyclés.

Par exemple, le cahier des charges du parc d'éoliennes flottantes au sud de la Bretagne prévoit, sous peine d'amendes, le recyclage à plus de 90 % des flotteurs, des pâles et des mâts. La filière est de plus en plus mature sur ces sujets et continue ses efforts d'innovation.

Le défi le plus important qui reste à accomplir concerne les 10 % restants des pâles des éoliennes qui sont faites en matériaux composites. Elles peuvent être broyées et valorisées comme combustible dans les cimenteries, en remplacement des carburants fossiles traditionnellement utilisés. Les cendres servent ensuite de matière première dans la fabrication du ciment. Cette technologie limite donc la production de déchets. Une autre possibilité consiste à utiliser le broyat de pâles pour fabriquer de nouveaux matériaux composites.

Source et pour en savoir plus :

Consulter la fiche 35 du Dossier du Maître d'Ouvrage « La mer en débat » : « Quelles sont les grandes caractéristiques des parcs éoliens de la construction au démantèlement ?

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

23. Caractéristiques de la zone BNO : Quelle est la technologie retenue ? Posé ou flottant

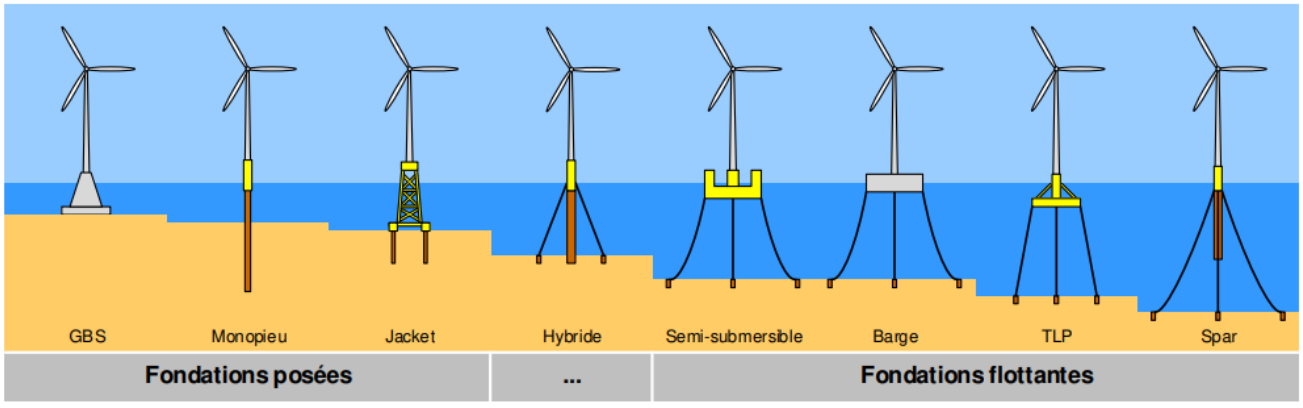
Il est aujourd'hui couramment admis par les industriels et RTE que l'éolien posé est à la fois faisable et rentable jusqu'à une profondeur maximale de -70 mètres. Au-delà, seul l'éolien flottant permet de répondre aux contraintes de bathymétrie. Le parc posé le plus profond au monde est actuellement à - 58 m. En moyenne, les parcs posés en France sont à une profondeur de - 40 m.

Compte tenu de la bathymétrie de la zone, entre - 80 et - 90 m de profondeur, la décision interministérielle du 17 octobre 2024 acte le lancement à venir d'une procédure de mise en concurrence pour un projet d'éoliennes flottantes.

Il est toutefois établi que l'éolien flottant pose aujourd'hui plus de difficultés au regard de la cohabitation avec la pêche, notamment pour les arts traînants. C'est tout l'intérêt de l'étude commandée par le Conseil régional pour faire le point sur les dispositions à prendre pour favoriser la coactivité, y compris dans les parcs éoliens flottants.

Une expertise sur la faisabilité technologique du site (posé ou flottant) a été demandée par la Conférence Régionale de la mer du Littoral de Bretagne (CRML) lors de la séance du 13 mai 2025.

Le bureau d'études spécialisé DNV a donc été mandaté par l'Etat pour réaliser une étude afin d'évaluer les types de technologies de fondations d'éoliennes envisageables au regard des conditions du site et de la disponibilité actuelle et future des outils (navires, grues, etc.). Pour les éoliennes, des puissances unitaires de 15 à 18 MW ont été envisagées dans le cadre de cette étude.



Technologie de fondation d'éoliennes en mer © DNV

A ce jour, des fondations posées ont été développées jusqu'à des profondeurs de 60 m pour des parcs éolien en mer. Au-delà de ces profondeurs, les structures gravitaires deviendraient trop volumineuses pour être fabriquées et installées. Les monopieux couramment utilisés ne peuvent pas être réalisés pour les profondeurs et la taille des turbines prévues à BNO. Les jackets pour ces profondeurs d'eau pourraient être fabriquées et installées, mais l'intégration des turbines sur ces structures en mer n'est pas réalisable à l'horizon envisagé pour le projet. Les structures hybrides sont encore au stade conceptuel et ne sont donc pas envisageables pour un projet industriel de cette envergure.

Les solutions flottantes ont déjà été déployées à partir de 60 m de profondeur et seraient bien adaptées à la bathymétrie et à la pente douce du site BNO. Les flotteurs de type semi-submersible et barge sont considérés comme des designs appropriés. Si les plateformes de type TLP (« Tension Leg Platform ») peuvent offrir des avantages en termes de réduction d'empreinte au sol par rapport aux systèmes d'ancrage caténaire, leur remorquage et leur méthode d'installation rendrait plus complexe leur utilisation. Les flotteurs de type SPAR ne sont adaptés qu'à des profondeurs supérieures à celles de la zone BNO.

Les monopieux et probablement les structures gravitaires doivent être écartés pour des raisons de fabrication. Les jackets sont techniquement réalisables, mais l'intégration des éoliennes dépend de navires autoélévateurs capables d'opérer jusqu'à 70 m de profondeur. Or, le site de BNO présente 80 à 90 m de hauteur d'eau. Les conditions de houle limitent également les fenêtres d'opération de ces navires. L'installation de turbines à partir de navires-grues flottants n'a été réalisée que dans des zones beaucoup plus abritées que BNO : la houle présente toute l'année sur le site de BNO rendant une telle solution irréaliste. Ainsi, l'intégration des turbines en mer constitue le facteur limitant qui rend l'utilisation de fondations posées irréalisable dans la zone BNO. DNV estime que la situation ne devrait pas évoluer significativement durant la décennie de 2030 à 2040 en l'absence de navires adéquats en projet aujourd'hui. De plus, le faible nombre de projets posés en eau profonde (au-delà de 70 m) ne permet pas de justifier les investissements nécessaires à l'émergence de ces navires.

Compte tenu de la profondeur d'eau et des conditions météo-océaniques sur l'ensemble de la zone BNO, les technologies flottantes sont donc le choix permettant l'installation de turbines. Une adaptation des méthodes de fabrication sera nécessaire par rapport aux flotteurs ayant déjà supporté des turbines de 10 MW. Les études des fournisseurs de technologie confirment la faisabilité d'une large gamme de flotteurs, en acier ou en béton, qui pourraient être adoptés pour la zone BNO.

Source et pour en savoir plus :

Consulter la fiche 35 du Dossier du Maître d'Ouvrage « La mer en débat » : « Quelles sont les grandes caractéristiques des parcs éoliens de la construction au démantèlement ?

Consulter l'étude des options de technologies de fondations pour les éoliennes en mer en Bretagne Nord Ouest

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

24. Caractéristiques de la zone BNO : Quels sont la durée, le coût et les modalités de la campagne géotechnique ?

La campagne géotechnique en mer s'est déroulée du 13 au 26 août 2025, en étroite concertation avec les comités départementaux des pêches et des élevages marins du Finistère et des Côtes d'Armor, afin de limiter les impacts sur les activités de pêche.

Les opérations ont été réalisées par la société Fugro, mandatée par l'État afin de préciser les caractéristiques des fonds marins de la zone d'études et de concertation dénommée Bretagne Nord-Ouest (BNO), au large de l'île de Batz, présentée lors de la séance plénière de la CRML du 13 mai dernier.

Préalablement à cette campagne, le prestataire a suivi les procédures de demande d'autorisation d'occupation temporaire du domaine public et d'autorisation de recherche scientifique marine, conformément à la législation applicable aux projets s'étendant à la fois sur le Domaine Public Maritime (DPM) et en Zone Economique Exclusive (ZEE).

Les éléments fournis dans la cadre de cette procédure ont permis aux services de l'État compétents de juger négligeable et temporaire l'impact sur l'environnement marin et les ressources halieutiques de la campagne, composée de 13 sondages à vingt mètres de profondeur.

Les résultats, qui ne sont pas encore connus à ce jour, permettront de caractériser la nature des fonds marins, information indispensable aux candidats de la future procédure de mise en concurrence.

Les conclusions consolidées de cette étude seront rendues publiques sur la page dédiée au projet BNO du site Internet eoliennesenmer.fr, une fois que la totalité des analyses en laboratoire sur les prélèvements auront été réalisées.

L'ensemble des opérations en mer et des analyses représentent un coût total d'environ 5,5 M€.

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

25. Caractéristiques de la zone BNO : Quel est le calendrier du projet ?

La mise en service du parc est prévue pour 2035, pour une durée d'exploitation de 30 ans, avant démantèlement.

Le calendrier prévisionnel est le suivant : le cahier des charges de l'appel d'offre sera publié début 2026 afin d'attribuer le projet à un développeur fin 2026.

En parallèle, les études préalables (techniques et environnementales) seront réalisées par l'Etat en 2026 et 2028. Les autorisations seront instruites sur la période 2028-2030. Le financement du projet pourra ainsi être finalisé et la construction pourra démarrer en 2033.

Source et pour en savoir plus :

Consulter la plaquette de présentation du projet

26. Caractéristiques de la zone BNO : Quand sera prise la décision relative à l'implantation des mâts ?

La décision définitive relative à l'implantation des futurs parcs éoliens en mer planifiés dans les stratégies de façade maritime interviendra au moment de la délivrance de l'autorisation nécessaire à la construction et à l'exploitation des ouvrages (Autorisation Environnementale sur le Domaine Public Maritime ou Autorisation Unique en Zone Economique Exclusive).

La délivrance de ces autorisations est conditionnée à la réalisation d'une étude d'impact de chacun des projets par les lauréats des appels d'offres. Cette étude évaluera précisément les incidences des installations sur l'environnement et les mesures dites Eviter-Réduire-Compenser (ERC) à mettre en œuvre pour garantir un niveau d'incidence permettant de conserver globalement la qualité environnementale du milieu, notamment pour les oiseaux et les chauves-souris. Cette étude tiendra compte de l'état actuel des connaissances et des résultats des programmes d'acquisition de connaissances MIGRALION et MIGRATLANE qui doivent s'achever respectivement en 2025 et 2027 ainsi que du retour d'expérience des premiers parcs éoliens en mer. Les autorisations sur les premiers parcs éoliens en mer planifiés dans la mise à jour du Dossier Stratégique de Façade (DSF) seront délivrées à horizon 2029/2030.

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

27. Caractéristiques de la zone BNO : Quelle sera la superficie utilisée par les ancrages des éoliennes flottantes ?

Pour les 3 fermes pilotes en Méditerranée, la superficie totale de chaque éolienne (d'une puissance unitaire variant entre 8,4 et 10 MW), lignes d'ancrage et ancrages compris, varie de 100 à 1 500 m^2 selon la technologie de flotteurs et d'ancrages choisie ainsi que les conditions de site (nature des sols, conditions météocéaniques...).

Ces données correspondent à des cas très spécifiques et évolueront en fonction de l'augmentation de la taille et de la puissance des éoliennes, la technologie de flotteurs choisie (et les évolutions technologiques associées), la zone d'implantation, la profondeur et la nature des sols de cette zone, les conditions de site...
Les caractéristiques des éoliennes et de leurs ancrages seront définies par le lauréat retenu au terme de la procédure de mise en concurrence.

Source et pour en savoir plus :

Consulter le DMO, fiche 34 sur les technologies de l'éolien en mer flottant ;
Consulter les sites Internet des fermes pilotes de Méditerranée : Provence Grand Large, Eolmed et EFGL

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

28. Etudes préalables : Quelles sont les études préalables nécessaires au projet BNO ?

L'État réalise des études techniques et l'Etat Initial de l'Environnement (EIE) sur la zone d'étude de 350 km² (RTE se chargeant de la zone du raccordement) en amont de l'étude d'impact qui sera produite par le ou les lauréat(s) du projet et RTE.

Les études techniques portent sur le gisement éolien, la bathymétrie et sédimentologie, la géophysique et le déminage.

L'EIE est composé d'une étude bibliographique qui permet de déterminer les enjeux de la zone et les besoins de connaissance. Cet état de l'art permet de définir les campagnes devant être menées en mer et à terre pour combler ces lacunes. Ces études portent sur :

→ le milieu physique, le milieu biologique et l'ensemble de l'écosystème en place ;

→ le paysage et le patrimoine sous-marin et terrestre ;

→ les activités humaines en mer (pêches professionnelles, transports passagers et fret, plaisance, extractions de granulats…) et à terre.

Le lauréat est en charge de réaliser l'étude d'impact à partir des données de l'état initial de l'environnement produites par l'Etat.

Source et pour en savoir plus :

Consulter la plaquette de présentation du projet et le site eoliennesenmer.fr

L'évaluation environnementale stratégique relative à la mise à jour de la stratégie de façade maritime Nord Atlantique Manche Ouest

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

29. Economie : Le parc éolien BNO aura-t-il un impact sur la fréquentation touristique et la valeur de l'immobilier ?

Les impacts de l'éolien en mer sur le tourisme dépendent fortement des contextes locaux. L'attractivité touristique locale semble peu ou pas impactée par les parcs éolien en mer qui constituent un nouvel objet d'intérêt patrimonial et touristique pour un territoire. Ainsi, les parcs éoliens de Nysted au Danemark et Riffgat en Allemagne relèvent une fréquentation accrue des itinéraires maritimes à proximité avec les visites de parcs en bateau.

En France, le parc de Saint-Nazaire a donné lieu à la création d'un centre d'interprétation qui reçoit déjà 20 000 visiteurs par an et de visites en mer qui ont accueilli près de 10 000 visiteurs depuis la mise en service du parc en 2022. De même, des navettes touristiques pour visiter le parc de Saint-Brieuc sont organisées depuis 2023 et accueillent plus de 15 000 visiteurs en cumulé.

Par ailleurs, une étude scientifique a analysé l'effet des parcs éolien les prix de l'immobilier aux abords d'un parc en mer au Danemark (Jensen et al., 2018). Cette étude présente les résultats d'une analyse à grande échelle sur la manière dont les éoliennes en mer affectent les prix de l'immobilier tant pour les résidences principales que saisonnières.
Les auteurs ne mettent pas en évidence d'effet significatif d'avoir un parc éolien en mer, visible depuis une maison ou de la plage, la turbine la plus proche étant à 9 km, dans le cas de cette étude.

L'observatoire sciences – milieux - sociétés Eolenmer, qui réunit une cinquantaine de scientifiques, étudie l'arrivée des éoliennes en mer sur la période 2022-2026. Il mène une étude pour évaluer l'évolution des prix réels des transactions immobilières depuis 2010 dans les 18 communes situées en face du parc de St-Nazaire dans l'objectif d'en mesurer les variations après installation des éoliennes. Plusieurs tests statistiques sont effectués dans cette étude. Les premiers résultats ne montrent aucune variation significative des prix réels ni des maisons ni des appartements après l'apparition du parc éolien de Saint-Nazaire. Les prix n'ont pas baissé et par conséquent, les craintes des riverains d'une dévalorisation de leur bien ne sont pas justifiées. Ces premiers résultats nécessitent de réaliser une enquête de terrain auprès des riverains pour les confronter à cette conclusion, identifier leurs attitudes et craintes vis-à-vis des éoliennes (acceptabilité) et en mesurer l'évolution depuis l'apparition de ce premier parc.

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

Source et pour en savoir plus :

Consulter The impact of on-shore and off-shore wind turbine farms on property prices, Cathrine Ulla Jensen, Toke Emil Panduro, Thomas Hedemark Lundhede, Anne Sofie Elberg Nielsen, Mette Dalsgaard, Bo Jellesmark Thorsen, Energy Policy, Volume 116, 2018, Pages 50-59,

Faut-il craindre une dévalorisation du patrimoine immobilier en face des parcs éoliens maritimes ? Abdelhak Nassiri (UBO-AMURE), Nabil Nassiri (UBO-AMURE) 17.10.2024 Eolenmer

30. Economie : Quelles seront les retombées économiques pour le territoire ?

L'implantation d'un projet éolien génère un surcroît d'activité localement, et fait intervenir des TPE, PME et entreprises de taille intermédiaire de proximité pour des travaux variés : terrassement, voiries et réseaux divers, fourniture de béton, raccordement au réseau public, etc. Le tissu industriel régional et local s'adapte au développement de nouveaux marchés. Les entreprises locales peuvent en particulier saisir des parts de marché sur la conduite des études de site, l'exploitation et la maintenance des parcs ainsi que les opérations portuaires et logistiques. Ces trois segments représentent de 20 à 25 % des coûts d'un projet sur toute sa durée de vie. L'exploitation et la maintenance constituent le segment le plus significatif des trois. La création d'emplois liés au développement d'un parc éolien en mer est particulièrement importante au moment de la construction du parc avec un pic d'emplois durant la construction. Cependant, l'exploitation et la maintenance seraient les activités les plus porteuses sur le long terme avec un potentiel de plus de 150 emplois créés sur la période d'exploitation (entre 25 et 35 ans).

Les entreprises sont ainsi appelées à diversifier leurs activités vers un domaine en plein développement. Le savoir-faire acquis pourra alors servir aux futurs parcs éoliens français mais également s'exporter à l'international.

L'industrialisation de la filière de l'éolien en mer contribue à des investissements massifs dans certains ports français, soutenu par l'Etat, avec un appel à projets France 2030 doté de 190 M€, destiné à accompagner les ports dans l'accueil des activités liées à l'éolien flottant. En effet, l'infrastructure portuaire doit être adaptée pour permettre la manutention de colis très lourds ou dans le cas de l'éolien flottant, l'assemblage des composants avant mise à l'eau. Le port de Brest, a entrepris des investissements conséquents pour accompagner le développement des EMR. Ces investissements s'inscrivent dans une perspective de long terme de développement.

Certaines dispositions des cahiers des charges contribuent également aux retombées locales des projets :

- une part minimale de prestations en phase conception, travaux et exploitation doivent être réalisées par des PME ;

- un montant minimal de financement ou d'investissement participatif ;

- des engagements en matière d'insertion professionnelle des personnes qui rencontrent des difficultés sociales ou professionnelles particulières, ou par l'apprentissage.

Par ailleurs, la Région Bretagne a soutenu l'émergence d'un cluster d'entreprises portant sur les EMR, Bretagne Ocean Power.

Source et pour en savoir plus :

Consulter la fiche 36 du Dossier du Maître d'Ouvrage « La mer en débat » : « Quelles sont les retombées économiques et fiscales attendues d'un parc éolien ? ».

31. Economie : Comment est calculée et répartie la taxe éolienne ?

La France a mis en place une taxe spécifique aux éoliennes en mer. Cette taxe annuelle est acquittée par l'exploitant de l'unité de production d'électricité. Elle est assise sur la puissance installée de chaque unité de production d'électricité (éolienne), et n'est pas due au cours de l'année de mise en service de l'unité. Sur le Domaine Public Maritime (DPM), le tarif annuel de la taxe est fixé en 2025 à 20 248 € par mégawatt installé (tarif indexé sur l'inflation conformément à l'article 1519B du code général des impôts).

Dans le DPM (jusqu'à 12 milles marins des côtes soit 22 km), le produit de la taxe est réparti entre plusieurs organismes, conformément à l'article 1519C du code général des impôts :

– 50 % sont affectés aux communes littorales d'où des installations sont visibles. Il est tenu compte, dans la répartition de ce produit entre les communes, de la distance qui sépare les installations de l'un des points du territoire des communes concernées et de la population de ces dernières. Par exception, lorsque les installations sont visibles de plusieurs départements, la répartition est réalisée conjointement dans les départements concernés.

– 35 % sont affectés aux comités des pêches (pour le comité national et les comités régionaux dans le ressort desquels les installations ont été implantées). Ces fonds doivent servir au financement de projets concourant au développement durable de la pêche et des élevages marins ;

– 10 % sont affectés, à l'échelle de la façade maritime, à l'Office français de la biodiversité ;

– 5 % sont affectés aux organismes de secours et de sauvetage en mer.

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

Montant annuel global et par bénéficiaire de la taxe éolienne en mer

Montants (en euros par an)	Puissance : 2000 MW (2 GW)
Total	**40,5 millions d'€**
Comités des pêches	14,2 millions d'€
Communes littorales	20,3 millions d'€
Office français de la biodiversité	4,1 millions d'€
Sauveteurs en mer	2 millions d'€

Source : Ministère de la Transition écologique

Par exemple, pour le parc de Saint-Brieuc d'environ 500 MW, la taxe éolienne en mer en 2025 versée sera de près de dix millions d'euros

Les modalités d'utilisation des ressources issues de la taxe pour chaque catégorie d'organismes affectataire sont précisées dans le décret n°2012-103 du 27 janvier 2012.

En Zone Economique Exclusive (ZEE), soit au-delà de 12 milles marins des côtes, la législation en vigueur prévoit que le produit de la taxe éolienne est versé au budget de l'État.

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

32. Economie : La pêche sera-t-elle possible au sein du parc ?

Le Gouvernement s'est engagé à faciliter le maintien des activités de pêche dans les parcs éoliens en mer, dès lors que la sécurité de l'activité est assurée. La France se distingue ainsi de la plupart de nos voisins européens. La pêche est ainsi autorisée dans tous les parcs en service : Saint-Nazaire, Saint-Brieuc, Fécamp. Ce principe est mis en œuvre à chaque étape : un choix de la localisation qui évite les zones les plus importantes pour la pêche, un cahier des charges qui impose la prise en compte de cette activité.

Les représentants de la pêche professionnelle sont ainsi systématiquement associés à la conception des parcs, afin que celle-ci facilite les activités de pêche (orientation des lignes d'éolienne, enfouissement des câbles…).

Quelle que soit la technologie (posé ou flottant) et la disposition du parc, des mesures seront prises pour favoriser au maximum possible la coactivité. Ces mesures seront arbitrées par le préfet maritime, garant de la sécurité de la navigation.

Dans le cadre des travaux de la Conférence Régionale de la Mer et du Littoral (CRML), le conseil régional de Bretagne a par ailleurs commandité une étude sur les possibilités de coactivité entre pêche et éolien flottant. Cette étude, qui sera déclinée sur le projet de Bretagne Nord-Ouest avec le soutien financier de l'État, permet de réfléchir en amont aux meilleurs paramètres à inclure dans le cahier des charges pour promouvoir la coactivité avec les pratiques de pêches existantes, et de dialoguer avec les développeurs sur des bases solides.

Source et pour en savoir plus :

Consulter l'étude sur la coactivité entre éolien en mer et pêche professionnelle de la région Bretagne

33. Economie : Quel accompagnement sera proposé aux pêcheurs impactés et à la filière ?

Le lauréat a la charge de réaliser une évaluation des impacts potentiels du projet sur les activités existantes, notamment de pêche, lors des phases de construction, d'exploitation et de démantèlement. Sur la base de cette étude, le lauréat prend des mesures afin de minimiser les impacts.

L'objectif est de rechercher la coactivité au sein des parcs en phase travaux et exploitation, par un travail étroit entre le développeur et les représentants de la pêche professionnelle.

En phase conception, le développeur élabore le projet pour favoriser le maintien dans des conditions acceptables de sécurité de navigation, des activités de pêche maritime professionnelle.

En phase travaux, il s'engage à privilégier un séquencement des travaux afin de laisser des zones du parc accessible pendant cette phase, en lien avec les comités des pêches et autres structures concernées ; Le cas échéant, en phase travaux, il s'engage à prendre des mesures permettant d'indemniser les impacts qui n'ont pas pu être évités.

La filière pêche bénéficie par ailleurs de l'affectation d'une fraction de la taxe éolienne en mer acquittée par les exploitants de parcs sur le Domaine Public Maritime (DPM) (cf. question n° 27). Les comités peuvent utiliser le produit de la taxe pour leur propre compte au titre de leurs missions de service public, ou bien pour octroyer des aides aux acteurs de la filière dans le cadre d'Appel à Manifestation d'Intérêt (AMI) et d'Appel à Projets (AAP), cette seconde modalité nécessitant de tenir compte de la réglementation européenne des aides d'État. En tout état de cause, l'utilisation du produit de la taxe éolienne doit être conforme à la finalité assignée par l'article 1519C du code général des impôts, à savoir le financement de projets concourant au développement durable de la pêche et des élevages marins.

34. Economie : Le parc aura-t-il un impact sur la conchyliculture ?

L'implantation des parcs éoliens en mer, actuelle comme prévisionnelle, n'empiète pas sur les zones aquacoles, essentiellement conchylicoles, qui sont traditionnellement exploitées, compte tenu du caractère très côtier de ces dernières. De même, en phase de construction, compte tenu de l'éloignement des parcs éoliens, il n'a pas été identifié d'effets potentiels (mise en suspension de sédiments notamment) sur la production aquacole.

Par ailleurs, l'État s'est engagé à ce que le développement de nouvelles activités se fasse en favorisant autant que possible la cohabitation des usages en mer, y compris au sein des parcs éoliens en mer pendant la phase d'exploitation, dans les limites permises par la sécurité de la navigation maritime. Une réflexion a été engagée sur le potentiel de développement d'activités aquacoles au sein des parcs, ainsi que les dimensions réglementaire, technique, sanitaire et environnementale.

Pour ce qui concerne le raccordement des futurs parcs aux postes électriques terrestres, des études bibliographiques complétées de mesures in situ seront réalisées pour définir un fuseau évitant au maximum les zones sensibles et réduisant les impacts potentiels. Les zones conchylicoles seront systématiquement contournées lorsqu'un tracé alternatif existe.

Pour les câbles sous-marins, différentes techniques d'ensouillage pourront être mises en œuvre avec l'objectif de limiter au maximum la mise en suspension de sédiments meubles. Dans le cas où la turbidité générée par les travaux est susceptible d'impacter certains organismes ou certaines activités comme la conchyliculture, ou en cas de risque de remaniement de sédiments pollués, des bouées de mesure de la qualité de l'eau pourront être déployées, afin de s'assurer de l'absence d'impact et d'adapter les modes opératoires le cas échéant.

35. Economie : Qui peut participer aux Appels d'Offre de la Commission de Régulation de l'Energie ?

Toute entreprise, ou consortium d'entreprises, française ou étrangère peut répondre aux appels d'offres et être désigné lauréate, sous réserve qu'elle ou il puisse justifier de capacités économiques, financières et techniques minimales.

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

36. Economie : Comment est calculé le complément de rémunération ?

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 :

- 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.

Source et pour en savoir plus :

Consulter la fiche 30 du Dossier du Maître d'Ouvrage « La mer en débat » : « 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 ?».

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

37. Economie : Quelle sera la provenance des éoliennes ?

Afin de renforcer la souveraineté industrielle européenne et les retombées économiques, les appels d'offres à venir ont vocation à intégrer de nouveaux critères s'appuyant notamment sur le Net Zero Industry Act (NZIA). Ce nouveau règlement européen permet d'intégrer des critères de résilience dans les futurs appels d'offres, afin d'améliorer la diversification des approvisionnements en composants essentiels et le recours à des chaînes d'approvisionnement européennes et françaises pour l'éolien en mer.

Par ailleurs, nous disposons en France du tiers des usines européennes de pâles et de nacelles (Le Havre, Cherbourg, Saint-Nazaire).

Source et pour en savoir plus :

Consulter le Net Zero Industry Act (NZIA)

38. Usages : Comment sont encadrés les usages dans les parcs ?

La France a fait le choix de ne pas interdire à tous les usages l'espace maritime utilisé par les parcs éoliens. Les co-usages sont encadrés pour éviter les accidents en mer. L'objectif des pouvoirs publics est de trouver le meilleur équilibre entre la sécurité en mer et l'ouverture aux autres usages. Le préfet maritime réglemente les usages sur la base d'une analyse des risques conduite en appréciation des situations et caractéristiques locales, dans le cadre d'une concertation avec les usagers, notamment lors de commissions nautiques locales. La réglementation est différente pendant les phases de travaux et d'exploitation (les restrictions sont plus importantes pendant les travaux en raison des risques plus importants).

Les constantes réglementaires sont les suivantes :

- Zone d'exclusion pour les grands navires à proximité des parcs,
- Périmètre de sécurité autour de chaque éolienne (au moins 50 m, 200 m pour les postes électriques),
- Vitesse et taille des navires limitées dans les parcs,
- Obligation d'avoir un système de géolocalisation actif (AIS)* (*dérogation acceptée dans certaines conditions pour le parc éolien de Saint-Nazaire),
- Interdiction de jeter l'ancre, sauf en cas d'urgence.

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

39. Environnement : Le parc aura-t-il un impact sur la biodiversité ?

Comme tout projet pouvant avoir des effets sur l'environnement, les parcs éoliens en mer et leur raccordement sont soumis à évaluation environnementale.

Prévue par le code de l'environnement, l'évaluation environnementale est une démarche continue et itérative, réalisée sous la responsabilité du maître d'ouvrage, visant à intégrer l'environnement dans l'élaboration d'un document de planification ou d'un projet, et ce dès les phases amont de réflexion.

Pour les projets éoliens en mer, la prise en compte de l'environnement se fait selon cinq étapes :

- l'élaboration du Document stratégique de façade ou DSF (comprenant désormais la cartographie de l'éolien en mer),
- la réalisation des études environnementales par l'État et RTE,
- l'étude d'impact par le lauréat et RTE,
- l'octroi de l'autorisation environnementale par l'État,
- la construction puis exploitation du parc.

La démarche ERC est mise en œuvre tout au long de ce processus.

La définition des zones prioritaires à l'éolien en mer au sein des zones propices soumises au débat public, a constitué une première étape d'évitement des secteurs les plus sensibles pour la biodiversité, identifiés à partir des études dédiées.
Par la suite, l'état initial de l'environnement (EIE) sera caractérisé sur les zones de projet éolien en mer pour préciser les enjeux environnementaux sur 11 compartiments dont notamment les mammifères marins, l'avifaune et le paysage.
Puis, une étude d'impact est menée par le développeur éolien et RTE à partir des connaissances acquises et des retours d'expériences des autres projets. Elle évalue l'impact du projet sur l'environnement et ses effets cumulés avec d'autres activités ou projets. Cette étude propose des mesures d'évitement, de réduction et de compensation (ERC) des impacts adaptés au projet et à ces différentes phases (construction, exploitation, démantèlement). Tout au long de sa vie, chaque parc éolien en mer fait également l'objet de mesures de suivi environnemental permettant de vérifier l'impact sur l'environnement et l'efficacité des mesures ERC déployées et de les adapter si cela est nécessaire.

Source et pour en savoir plus :

Consulter la fiche 43 du Dossier du Maître d'Ouvrage « La mer en débat » : « Impacts de l'éolien en mer et des ouvrages de raccordement sur l'environnement ».

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

40. Environnement : En quoi consiste la séquence Eviter, Réduire, Compenser ?

Dans le cadre de l'évaluation environnementale et conformément au code de l'environnement, la démarche « Eviter, Réduire, Compenser » dite « ERC » a pour objectif d'intégrer le plus en amont possible la prise en compte des enjeux environnementaux lors de la conception de projets de parcs éoliens en mer. Elle correspond à une mise en œuvre opérationnelle du principe de précaution et du principe d'action préventive et de correction, comme définis à l'article L.110-1 du code de l'environnement. Afin de permettre la cohabitation des usages, l'État s'attache également à appliquer la logique de la démarche ERC d'un parc éolien en mer aux impacts que celui-ci pourrait avoir sur les autres usages de la mer (pêche, plaisance, trafic maritime, etc.).

La tenue du débat public pour la révision des Documents Stratégiques de Façade (DSF) s'inscrit dans une logique d'évitement. En effet, le débat doit permettre d'identifier des zones préférentielles pour le développement de parcs éoliens en évitant au maximum les effets négatifs sur l'environnement. Le débat permettra également d'évoquer des propositions de mesures pour réduire, voire compenser de potentiels effets sur l'environnement, même si les projets finaux ne sont pas encore connus. Les principales mesures d'évitement, de réduction et de compensation des impacts à l'échelle des projets seront proposées à l'issue de la procédure de mise en concurrence par les porteurs de projet (le développeur éolien et RTE) dans leur étude d'impact et fixées par les services instructeurs de l'État dans les autorisations administratives.

Les principales mesures d'évitement, de réduction et de compensation des impacts seront proposées par les porteurs de projet (le développeur éolien et RTE) dans leur étude d'impact et fixées par les services instructeurs de l'État dans les autorisations, après avis consultatif de l'Office Français de la Biodiversité (OFB) et du Conseil scientifique de façade. Les autorisations fixent également des mesures de suivi permettant de caractériser les impacts effectifs du projet et l'efficacité des mesures ERC dans une durée déterminée au cas par cas.

L'évaluation environnementale et les mesures ERC en découlant portent sur l'ensemble du cycle de vie du projet, c'est-à-dire sur la construction, l'exploitation et l'entretien et le démantèlement des parcs et de leurs raccordements.

Source et pour en savoir plus :

Consulter la fiche 44 du Dossier du Maître d'Ouvrage « La mer en débat » : « En quoi consiste la démarche ERC ».

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

41. Environnement : Le parc aura-t-il un impact sur la Réserve nationale naturelle des Sept-Îles et la zone Natura 2000 de la baie de Morlaix ?

L'identification des enjeux avifaunistiques en Bretagne Nord a permis de définir une zone de projet de 350 km² préservant la zone d'utilisation par les nombreuses espèces de la réserve nationale naturelle des Sept-Iles. Le fou de Bassan y est notamment représenté par son unique colonie en France, et la sensibilité à l'éolien en mer de cette espèce est démontrée par les études scientifiques. L'évitement des espaces à proximité de la réserve naturelle a donc été reconnu positivement par l'Autorité Environnementale dans son avis du 13 mai 2025.

Les résultats de l'étude « MIGRATLANE » en cours ainsi que les données collectées lors de l'Etat Initial de l'Environnement (EIE) permettront de compléter les données télémétriques recueillies depuis 2003 par la Ligue de Protection des Oiseaux (LPO), gestionnaire de la réserve nationale naturelle.

Elles alimenteront l'étude d'impact qui sera réalisée par le porteur de projet qui pourra poursuivre la phase d'évitement puis celle de réduction.

La zone Bretagne Nord-Ouest est en dehors de toute zone Natura 2000. Pour autant l'EIE sera réalisé sur un périmètre élargi incluant sur les compartiments le nécessitant, le site Natura 2000 de la baie de Morlaix. L'EIE et ses protocoles d'élaboration seront présentés aux experts du Conseil Scientifique de Façade NAMO.

Conformément au code de l'environnement, les projets éoliens en mer susceptibles d'avoir une incidence sur un site Natura 2000 devront présenter une évaluation des incidences Natura 2000 dans leur dossier de demande d'autorisations porté par le lauréat. Cette évaluation doit démontrer que les incidences du projet ne nuisent pas aux objectifs de conservation des espèces et habitants ayant conduit à la désignation du site Natura 2000.

Source et pour en savoir plus :

Avis de l'Autorité environnementale sur le volet stratégique du document stratégique de la façade Nord Atlantique – Manche Ouest du 13 mars 2025

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

42. Environnement : Comment sont pris en compte les enjeux halieutiques ?

Dans le cadre de la planification de l'éolien en mer, les enjeux et les impacts de l'éolien en mer ont été étudiés sur différents compartiments environnementaux dont les zones fonctionnelles halieutiques (frayères, nourricerie, zone de croissance et d'alimentation) en s'appuyant notamment sur l'étude de cartographie des frayères de l'IFREMER publiée en juillet 2024). Ces travaux ont été présentés dans les instances de concertation régionales et de façade maritime avant d'être intégrés dans l'Evaluation Environnementale Stratégique. L'avis de l'Autorité Environnementale et le rapport environnemental (p.65 de l'EES) ont été publiés respectivement le 13 mars et le 1er mai 2025.

En Bretagne Nord, il ressort que les impacts globaux de l'éolien en mer sur les poissons sont faibles à modérés et s'opèrent essentiellement durant les travaux, en lien avec l'impact sonore et les modifications localisées des fonds marins.

Néanmoins, l'EIE engagé en 2025 par l'État pour 2 années permettra d'affiner la connaissance et la localisation des zones fonctionnelles au sein des zones prioritaires (BNO et BNE). Cette connaissance pourra être mobilisée par les futurs lauréats pour l'étude des impacts et la mise en œuvre de la démarche Eviter, Réduire et Compenser (ERC).

Pour les zones de frayères des espèces qui ne pourront pas être évitées, des mesures de réduction pourront être mises en place en phase travaux en lien avec la période de reproduction.

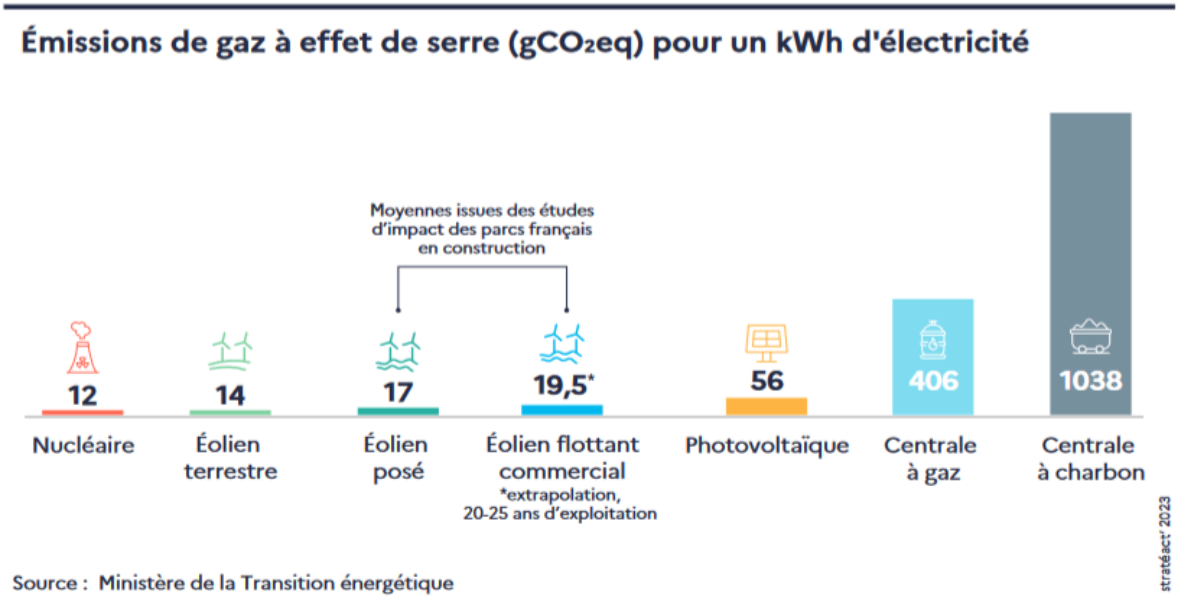
Source et pour en savoir plus :

Cartographie des frayères des espèces halieutiques en France métropolitaine - Rapport scientifique de l'IFREMER

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

43. Environnement : Quelles seront les émissions de gaz à effet de serre du parc en exploitation ?

Un parc éolien en mer posé a un facteur d'émission entre 13 et 19 g éqCO_2 / kWh et un temps de retour énergétique estimé de 14 mois. Cela signifie qu'un parc aura produit la quantité d'énergie nécessaire à sa production, au bout d'environ 14 mois, un parc éolien en mer produit environ 20 fois plus d'énergie que sa construction en a consommée. Pour les parcs éoliens en mer flottants, les facteurs d'émission devraient se stabiliser autour de 19,5 g éqCO_2 / kWh pour les futurs parcs commerciaux.



Source : Ministère de la Transition énergétique

Dans tous les cas, les parcs éoliens en mer flottants et posés ont des intensités carbones inférieures aux moyennes des mix électriques français (21,7 g CO_2/kWh en 2024, niveau le plus bas enregistré notamment grâce aux énergies renouvelables avec un tiers de moins qu'en 2023) ou européen (179 gCO_2/kWh en 2024), contribuant ainsi aux objectifs de décarbonation.

Cette baisse considérable des émissions de CO_2/kWh confirment l'atout que constitue le système électrique français pour la décarbonation de l'économie française au sens large en France (qui dépend encore à près de 60 % d'énergies fossiles et importées) et sa réindustrialisation.

Source et pour en savoir plus :

Consulter la fiche 42 du Dossier du Maître d'Ouvrage « La mer en débat » : « Bilan carbone et démantèlement d'un parc ».

Bilan électrique français 2024 de RTE
Bilan électrique européen 2024 de RTE

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

44. Environnement : Quels sont les effets des turbulences de sillage des éoliennes sur la météorologie ?

Le phénomène de sillage dans les parcs éoliens est observé et modélisé sur plusieurs parcs en Allemagne, Danemark, Angleterre. Il s'agit de la perte de puissance pour les éoliennes en milieu de parc (ou de parc les uns par rapport aux autres) par masquage du vent incident par les éoliennes en amont sur le flux. Avec la multiplication des parcs, ce sujet préoccupe les énergéticiens exploitant de parcs éoliens. Dans l'état actuel des connaissances, ces effets de sillage ne présentent pas de répercussions avérées sur l'environnement ou sur la météorologie dans le voisinage du parc.

Par ailleurs, le phénomène de brouillard de sillage dans les champs éoliens est documenté sur le parc danois Horns Rev pour l'unique journée du 12 Février 2008. Il s'agit d'une conjonction météorologique particulière pour laquelle la température de l'eau est plus chaude que la couche limite atmosphérique et le taux d'humidité dans l'air est proche de la création du brouillard explicité notamment dans la publication scientifique « Wind Farm Wake : The Horns Rev Photo Case » de Hasager et al. [2013]. Il a alors été observé que le champ éolien, par mélange de la couche limite atmosphérique, facilite l'apparition du brouillard dans ces conditions. Il n'a pas été observé et étudié de brouillard de sillage sur d'autres sites de champs éoliens en mer.

A l’issue de la procédure de mise en concurrence, le développeur du parc éolien et RTE réaliseront une étude d’impact qui sera soumise à enquête publique. Cette étude évaluera les impacts du futur parc éolien en mer sur le milieu physique. Ces impacts ont été jugés négligeables lors des études d’impact menées pour les précédents parcs éolien en mer.

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

45. Environnement : Quels sont les risques sur l'environnement en cas d'incidents au sein du parc (incendie, pollution accidentelle...) ?

Les autorisations délivrées aux développeurs éoliens prévoient un certain nombre de prescriptions permettant de limiter l'impact sur l'environnement en cas d'incident au sein du parc. Par ailleurs, le développeur dispose d'un Plan d'Intervention Maritime (PIM), validé par la préfecture maritime, pour anticiper les incidents potentiels.

Ce plan d'intervention maritime doit être élaboré par le développeur éolien en lien avec la préfecture maritime et le CROSS. Il est propre à chaque parc et décrit les phases de projet et précise pour chaque risque identifié la réponse adaptée et l'organisation des secours la plus appropriée. Il est basé sur une analyse des risques d'occurrence d'évènements de mer et permet d'anticiper la plupart des incidents pouvant survenir au cours de la vie d'un parc. Il définit les procédures les procédures opérationnelles conjointes au développeurs, aux sous-traitants et aux services de l'Etat en matière de sécurité de la navigation et de protection de l'environnement.

Le PIM est révisé à minima annuellement, ou dès qu'un retour d'expérience met en évidence un besoin d'évolution des procédures.

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

46. Environnement : Quelles sont les émissions chimiques des matériaux constitutifs des éoliennes en mer ?

L'étude coordonnée par l'Institut belge de recherche pour l'agriculture, la pêche et l'alimentation et menée par l'agence fédérale maritime et hydrographique allemande (BSH) et l'IFREMER établit un état de l'art des émissions chimiques (continues, intermittentes et accidentelles) générées par les parcs éoliens en mer. Cette analyse d'une cinquantaine d'études illustre l'hétérogénéité des réglementations des pays européens et des pratiques des industrielles sur la détection, l'évaluation et la réglementation des substances notamment à l'échelle européenne.

Les principales émissions chimiques peuvent provenir des anodes galvaniques, dites anodes sacrificielles, installées sur les éoliennes afin de les protéger de la corrosion. Ces anodes sont donc « sacrifiées » et diffusent une très faible quantité de métaux (aluminium et zinc notamment) dans l'eau sous l'effet de la corrosion.

On retrouve ce type de protection contre la corrosion sur toutes les structures en métal immergées, en particulier sur les bateaux et les plateformes en mer. Les concentrations de métaux diffusés par les anodes des éoliennes sont généralement négligeables par rapport aux concentrations mesurées naturellement dans le milieu. Le développeur éolien peut également recourir à des protections anti-corrosion par courant imposé, qui ne génèrent quant à elles pas d'émission chimique.

Le projet ANODE de l'institut France Energies Marines (FEM) combinant expertise écotoxicologique et modélisation hydrodynamique, a permis de déterminer qu'il n'y a pas de risque associé à la plupart des éléments composant les anodes galvaniques, à savoir le zinc, le fer, le cuivre et le cadmium. FEM prévoit des expérimentations complémentaires pour émettre des conclusions sur l'aluminium.

L'institut royal des Sciences naturelles de Belgique (IRSNB) a quant à lui mené des tests en mer du Nord, sur les parcs éoliens de Bligh Bank et de Thornton Bank. La concentration en zinc dans des sédiments prélevés plus ou moins loin des éoliennes (37,5 m et 300-500 m) a été mesurée. Les concentrations de zinc dans les sédiments prélevées dans les parcs se sont révélées plus basses que dans la zone témoin (Goote Bank, sans parc éolien) et il n'y avait pas de différence significative entre les échantillons prélevés à proximité ou loin des éoliennes.

A l'issue de la procédure de mise en concurrence, le développeur éolien et RTE réaliseront une étude d'impact qui sera soumise à enquête publique. Un volet de cette étude sera dédié à l'impact du projet éolien en mer sur la qualité de l'eau et des sédiments. Il présentera de manière détaillée les éventuelles émissions liées au projet. Les résultats de l'étude d'impacts permettront, le cas échéant, d'imposer des mesures d'évitement, de réduction et de

compensation (ERC) des éventuels impacts dans les autorisations du projet.
Par ailleurs, tout au long de sa durée de vie, un suivi de la qualité de l'eau et des sédiments est également imposé sur le parc pour s'assurer de l'absence d'impact.

Sources et pour en savoir plus :

Consulter l'étude coordonnée par l'Institut belge de recherche pour l'agriculture, la pêche et l'alimentation et menée par l'agence fédérale maritime et hydrographique allemande (BSH) et l'IFREMER

Le projet ANODE, France Energies Marines (FEM)

Le rapport sur les 10 années de suivi en Belgique, Institut royal des Sciences naturelles de Belgique (IRSNB)

47.Qu'est-ce que l'Expertise Scientifique Collective (ESCo) Éoliennes en mer & biodiversité?

Les parcs éoliens en mer jouent un rôle central dans la décarbonation du secteur de l'énergie et dans la capacité des États à assurer leur souveraineté énergétique. Comme tout usage industriel en mer, le développement de cette nouvelle activité s'accompagne d'effets sur la biodiversité et les écosystèmes marins et côtiers. Ces effets font l'objet d'un nombre croissant de publications scientifiques, notamment dans les pays d'Europe du Nord, où l'éolien en mer est déployé depuis plusieurs années.
L'Ifremer et le CNRS ont été mandatés par les ministres chargés de l'énergie, de la transition écologique, et de la mer pour conduire une Expertise Scientifique Collective (ESCo) portant sur les effets des parcs éoliens en mer et de leurs raccordements sur la biodiversité marine et les socio-écosystèmes marins et côtiers. La réalisation de cette expertise, s'incrivant dans les missions de l'Observatoire national de l'éolien en mer et engagée en janvier 2024 pour une durée d'environ deux ans et demi, a été confiée à la coordination de l'Appui aux politiques publiques (APP) de l'Ifremer et à la Mission pour l'expertise scientifique (MPES) du CNRS.

Dans un contexte où le développement des énergies marines renouvelables doit intégrer les enjeux de préservation de la biodiversité, l'ESCo Éoliennes en mer a pour objectif d'établir un état des connaissances scientifiques internationales disponibles sur les effets des parcs éoliens en mer et de leurs infrastructures de raccordement sur les milieux marins et côtiers, dans l'ensemble de leurs dimensions, et d'en proposer une analyse critique, afin de mettre en évidence les acquis de la recherche ainsi que les incertitudes, controverses et lacunes de connaissances associées à ce sujet. Elle vise également à préciser dans quelle mesure les connaissances acquises à l'étranger peuvent être transposées aux écosystèmes des côtes françaises. L'expertise met en évidence les effets de différentes pressions liées aux parcs :

obstacle physique au déplacement (effet barrière et collisions), introduction de substrats durs artificiels, modification des habitats benthiques et pélagiques, émission de substances chimiques, émissions sonores, autres introductions d'énergies (CEM, lumière, chaleur), pressions à l'échelle des paysages marins, introduction d'espèces non indigènes, et modification des activités de pêche.

Pour atteindre ces objectifs, l'ESCo repose sur un collectif pluridisciplinaire de vingt-cinq chercheuses et chercheurs français et européens, réunis sur la base de leurs compétences scientifiques et mobilisés pour identifier des milliers de publications et analyser plus de 400 articles issus de la littérature scientifique internationale. L'Ifremer et le CNRS ont veillé au respect des principes de compétence, d'indépendance, d'impartialité, de transparence et de rigueur méthodologique dans la conduite de cette expertise.

Pour en savoir plus :

consulter le site de l'ESCo : https://esco-eoliennesenmer.fr/

48. Quels sont les principaux enseignements de l'Esco Éoliennes en mer & biodiversité?

L'expertise scientifique collective Éoliennes en mer & biodiversité constitue à ce jour la synthèse scientifique la plus complète consacrée aux effets des parcs éoliens en mer et de leurs raccordements sur la biodiversité marine. Fondée sur une revue systématique de la littérature scientifique internationale, elle met en évidence des effets bien documentés pour certaines combinaisons entre pressions exercées par les éoliennes et groupes biologiques — notamment l'effet obstacle chez les oiseaux, l'effet du bruit chez les mammifères marins et l'effet récif chez les organismes des fonds marins — tout en soulignant l'ampleur des incertitudes persistantes.

À l'inverse, les effets associés à d'autres pressions demeurent peu documentés, ce qui ne permet pas, à ce stade, de disposer d'une évaluation intégrée des effets des parcs éoliens en mer. Les résultats analysés montrent que les effets observés varient fortement selon les espèces considérées, les contextes environnementaux, les technologies utilisées et les phases de développement des parcs. Les connaissances disponibles concernent principalement des réponses observées à des échelles locales ou individuelles, tandis que les conséquences à long terme sur les populations, les réseaux trophiques et le fonctionnement global des écosystèmes sont peu caractérisées.

L'analyse dresse également un panorama des mesures étudiées dans la littérature scientifique pour atténuer les effets des parcs éoliens en mer sur la biodiversité marine. Ces mesures s'inscrivent dans la séquence réglementaire Éviter – Réduire – Compenser. Les mesures recensées dans les publications concernent un nombre restreint de combinaisons pression–

groupe biologique et, pour une large part, n'ont pas encore fait l'objet de tests en conditions réelles.

L'expertise souligne également que la majorité des connaissances actuellement disponibles provient de parcs éoliens posés situés en mer du Nord, principalement sur des fonds meubles. Aussi, les résultats doivent être extrapolés avec prudence dans d'autres contextes écologiques et technologiques, notamment pour les façades françaises méditerranéennes et les futurs parcs flottants.

À partir de l'approche globale des différentes pressions exercées par les parcs éoliens en mer et de leurs effets sur la biodiversité marine développée dans le cadre de l'expertise, l'analyse des travaux scientifiques disponibles suggère que, dans l'hypothèse d'un déploiement massif et de long terme de l'éolien en mer, des transformations durables de la biodiversité marine sont vraisemblables. Les pressions exercées par les parcs éoliens sont susceptibles d'interagir entre elles, mais également avec d'autres pressions anthropiques déjà présentes dans les espaces marins, sans que les effets cumulés de ces interactions puissent aujourd'hui être évalués de manière robuste.

L'expertise met ainsi en évidence plusieurs besoins prioritaires pour renforcer les connaissances scientifiques disponibles :

- développer des suivis à long terme et multi-sites,
- mieux caractériser les effets cumulés et les dynamiques à grande échelle,
- élargir les recherches aux groupes biologiques encore peu étudiés,
  harmoniser les protocoles et les indicateurs de suivi,
- tester et évaluer scientifiquement l'efficacité des mesures d'atténuation,
- faciliter l'accès aux parcs et aux données issues des suivis environnementaux réalisés par les opérateurs.

Pour en savoir plus :

consulter le site de l'ESCo : https://esco-eoliennesenmer.fr/

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

49. Paysage : Le parc aura-t-il un impact sur le paysage ?

Les zones propices soumises au débat public étaient situées à 15 km des côtes et des îles habitées.
Un état des lieux "Paysage et patrimoine" façade maritime Nord-Atlantique-Manche-Ouest a été réalisé sur cette base de distance d'éloignement afin d'identifier les principaux enjeux relatifs au paysage et au patrimoine de la façade. Les enjeux, qui sont des éléments déterminants dans l'évaluation de la sensibilité des unités paysagères, servent à définir et mesurer cette sensibilité. Ils permettent d'identifier les principaux facteurs influençant la vulnérabilité des paysages à l'éolien en mer.
L'étude a évalué la sensibilité de chacune des unités paysagères issues du Conservatoire du littoral constitutives de la façade ouest en croisant deux enjeux distincts :

- L'enjeu paysager au regard des caractéristiques du paysage ;
- L'enjeu lié aux protections du paysage, du patrimoine et à la présence humaine.

Ce croisement permet de refléter de manière objective la réalité complexe des paysages étudiés. La sensibilité des unités paysagères du littoral varie de modérée pour la Côte du Léon et des Abers et la baie de Lannion Petit Trégor à modérée à forte pour le Trégor Goëlo.
Afin de prendre en compte la demande d'éloignement, la zone d'études et de concertation de Bretagne Nord-Ouest de 350 km² été décalée à 16 km des côtes et des îles habitées.
En fonction du degré de co-activité retenu avec les pêches professionnelles et des demandes des riverains, la superficie finale pourra être plus ou moins étendue et le parc pourra être éloigné à 18 voire à 20 km des côtes de l'Ile-de-Batz soit 20 à 22 km minimum des côtes continentales.
Pour permettre au public d'évaluer les impacts paysagers potentiels générés par un développement éolien au large de la Bretagne Nord-Ouest (BNO), des photomontages de jour et de nuit ont été réalisés à la demande de l'État par le bureau d'étude GEOPHOM, illustrant depuis 10 points de vue :

- un projet de parc de 2 GW composé de 111 éoliennes et 1 Poste En Mer (PEM) ;
- selon 5 implantations fictives situées à 16, 18 et 20 km de l'Ile-de-Batz.

Source et pour en savoir plus :

Consulter la fiche 46 du Dossier du Maître d'Ouvrage « La mer en débat » : « Paysage et patrimoine NAMO ».

Consulter les photomontages de jour et de nuit illustrant des scénarios de parcs fictifs d'un parc d'éoliennes flottantes de 2 GW en Bretagne Nord-Ouest (BNO).

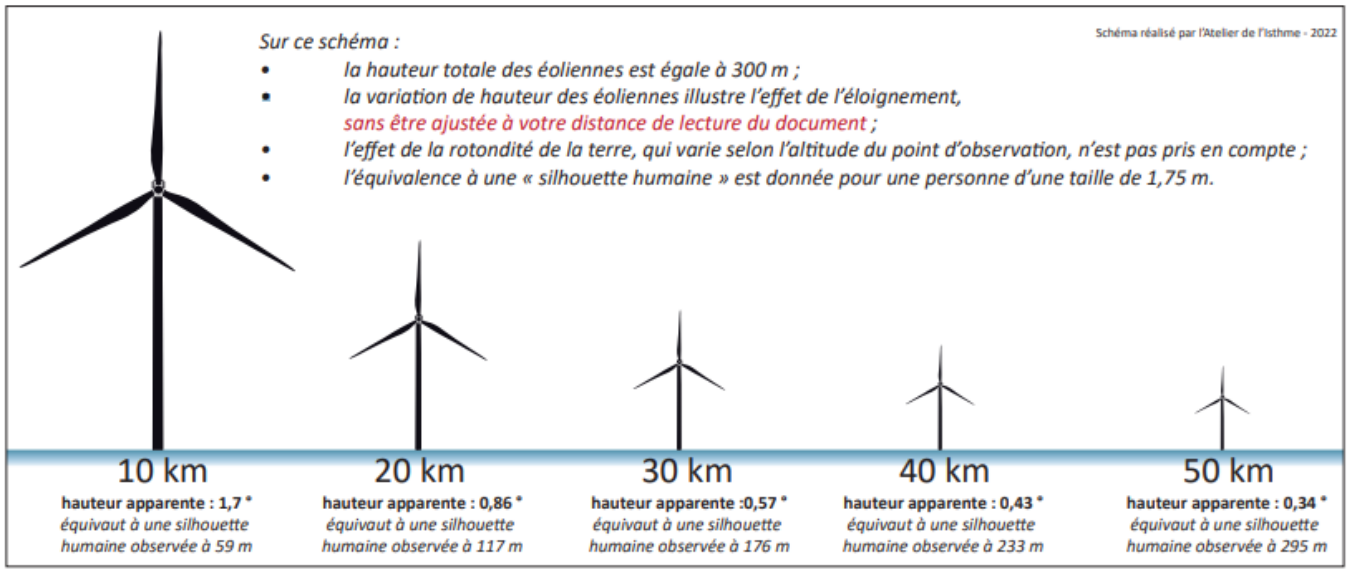
GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

50. Paysage : A quelle distance le parc sera-t-il visible ? Un retrait de plus ou moins 2 km a-t-il un impact sur la visibilité ?

La distance qui sépare les éoliennes du point depuis lequel on les observe fait varier :

- la hauteur apparente (angle vertical mesuré en degrés) des éoliennes ;
- la largeur apparente du parc éolien (étalement sur l'horizon), mesurée en degrés ;
- la proportion de la silhouette des éoliennes potentiellement masquée par la ligne d'horizon, sous l'effet de la courbure terrestre (ce point est abordé dans le paragraphe suivant).

Le schéma ci-dessous illustre l'effet de l'éloignement (10 à 50 km) sur la hauteur apparente d'une éolienne haute de 300 m. Il précise la distance à laquelle une silhouette humaine haute de 1,75 m aurait la même hauteur apparente que cette éolienne.



Effet de l'éloignement sur la perception d'éoliennes hautes de 300 m

Ainsi une éolienne de 285 m située à 16 km, 18 km et 20 km équivaut à une silhouette humaine observée à 98 m, 110 m et 123 m.

Source et pour en savoir plus :

Consulter l'état des lieux "Paysage et patrimoine" façade maritime Nord Atlantique Manche ouest dans le cadre de la révision des DSF (INDDIGO).

A noter que l'Etat produira une analyse paysagère du projet Bretagne Nord-Ouest dans le cadre de l'Etat Initial de l'Environnement. Cette étude sera publiée sur eoliennesenmer.fr

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

51. Paysage : Comment sont produits les photomontages, sont-ils réalistes ?

La réalisation des photomontages respecte une méthodologie précise et homogène, expertisée par le CNRS, sur les parcs en mer (cf. expertise consultable sur le site Internet eoliennesenmer.fr).

Récemment, la mise en service du parc de Saint-Nazaire a permis de réaliser de nouveaux clichés depuis les points de vue utilisés pour les photomontages afin de pouvoir comparer les photomontages avec la réalité observée là où les premières éoliennes du parc sont installées. Ces comparatifs ont montré que les simulations réalisées en amont sont fidèles à la réalité pour ce qui est de la hauteur visible. Les rotors quant à eux sont parfois moins visibles dans la réalité que sur les photomontages.

Pour rappel, un photomontage est une image, en un lieu précis, dans une situation météorologique particulière. Il donne à voir "une" des très nombreuses situations possibles. En fonction de l'heure et du point de vue les éoliennes peuvent apparaître claires ou sombres. L'arrière-plan peut lui aussi varier du clair au sombre, produisant par effet de contraste, plus ou moins de visibilité du parc éolien. La situation d'éclairage change au cours de la journée. La lumière et l'opacité atmosphérique changent également très fréquemment tout au long de l'année, produisant une infinité de situations de visibilité et de rendu. Par ailleurs, un photomontage représente une scène statique, ni les éoliennes, ni le paysage ne sont en mouvement. Il présente une image par définition plane où nos yeux n'ont pas besoin de faire de mise au point dans la profondeur. Cela diffère donc de perception de la réalité dans laquelle chaque individu appréhendera le nouveau paysage *in situ* et pas uniquement à partir de sa vision en 2 dimensions, sans effet de profondeur.

Enfin, pour disposer d'une restitution correcte du projet dans son environnement, il faut que le photomontage soit présenté selon les règles de l'art rappelées sur ce site et adaptées à votre écran.

Devant l'importance de ce sujet pour le public, la Commission Nationale du Débat Public a financé et missionné deux contre-expertises sur les photomontages réalisés par l'Etat (pour le projet de Dunkerque et des Iles d'Yeu et de Noirmoutier), qui ont conclu qu'ils avaient été faits « selon l'état de l'art ».

Source et pour en savoir plus :

Consulter les photomontages produits par l'Etat pour Bretagne Nord-Ouest.

Expertise des simulations visuelles du projet du parc éolien en mer de Dunkerque de la CNDP

Expertise des simulations visuelles du projet du parc éolien en mer des Iles d'Yeu et de Noirmoutier de la CNDP

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

52. Paysage : De quelles couleurs seront les éoliennes ?

Les éoliennes constituent des obstacles potentiels pour les aéronefs (avions, hélicoptères...). En France, leur balisage fait donc l'objet de règles édictées par la Direction Générale de l'Aviation Civile (DGAC), les couleurs blanches ou grises sont considérées comme les plus visibles pour les pilotes. Le blanc reflète les rayons du soleil et permet une meilleure intégration des installations dans les paysages.

En mer, le flotteur et/ou les fondations sont jaunes de manière à être visibles pas les marins.

De manière réglementaire, un feu clignotant blanc est installé sur chaque nacelle afin de renforcer la visibilité de l'éolienne. La nuit, ce feu clignotant passe au rouge pour la sécurité aérienne, tout en gênant le moins possible les riverains et la faune locale.

Les règles en vigueur imposent que tous les clignotements d'un parc éolien soient synchronisés.

Source et pour en savoir plus :
Arrêté du 23 avril 2018 relatif à la réalisation du balisage des obstacles à la navigation aérienne
https://www.legifrance.gouv.fr/loda/id/JORFTEXT000036868993

53. Raccordement : Quel est le 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 raccordements 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 raccordements des parcs issus des appels d'offres 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.

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

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 Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) 2019-2028 (publiée le 13 février 2026), 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.

Le coût du raccordement est payé par les consommateurs à travers le Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (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'Energie (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.

Source et pour en savoir plus :

Consulter la fiche 30 du Dossier du Maître d'Ouvrage « La mer en débat » : « 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 ?».

54. Raccordement : Quelles sont les caractéristiques du raccordement ?

Responsable du réseau public de transport d'électricité en France, RTE est chargé de raccorder les futurs parcs éoliens en mer au réseau électrique. Depuis la loi du 30 décembre 2017, RTE est également en charge du financement, de la construction, de l'exploitation et de la maintenance du poste électrique en mer. En lien avec l'État puis le(s) lauréat(s) producteur(s), RTE conduit une démarche d'évaluation environnementale pour concevoir et réaliser le raccordement tant dans sa partie maritime que terrestre.

Au regard des zones de développement de l'éolien en mer, la technologie courant continu devrait être généralisée sur l'ensemble des raccordements. Le choix du courant continu dépend à la fois de la longueur du raccordement et de la puissance à transiter. Le courant continu est typiquement choisi lorsque les deux conditions suivantes sont réunies :

- Lorsque la distance totale de raccordement (en mer et sur terre) est supérieure à 80, à 100 km.
- Lorsque le projet a une puissance supérieure à 1 GW.

Un raccordement en courant continu se compose :

En mer :

- d'un poste en mer équipé d'un poste électrique relié aux grappes d'éoliennes et d'une station de conversion qui convertit le courant alternatif issu des éoliennes en courant continu,

- d'une liaison sous-marine en courant continu reliant la station de conversion en mer à la jonction d'atterrage.

À l'atterrage :

- d'une jonction d'atterrage qui assure la transition entre la liaison sous-marine et la liaison souterraine.

À terre :

- d'une liaison souterraine en courant continu reliant la jonction d'atterrage à la station de conversion terrestre,
- d'une station de conversion qui convertit le courant continu en courant alternatif,
- de liaisons en courant alternatif reliant la station de conversion au poste 400 kV,
- d'un poste de raccordement au réseau 400 kV permettant d'injecter l'énergie produite sur le réseau de transport d'électricité. Ce poste peut être attenant à la station de conversion.

Source et pour en savoir plus :

Consulter la fiche 34 du Dossier du Maître d'Ouvrage « La mer en débat » : « Comment raccorder les parcs d'éoliennes en mer ?».

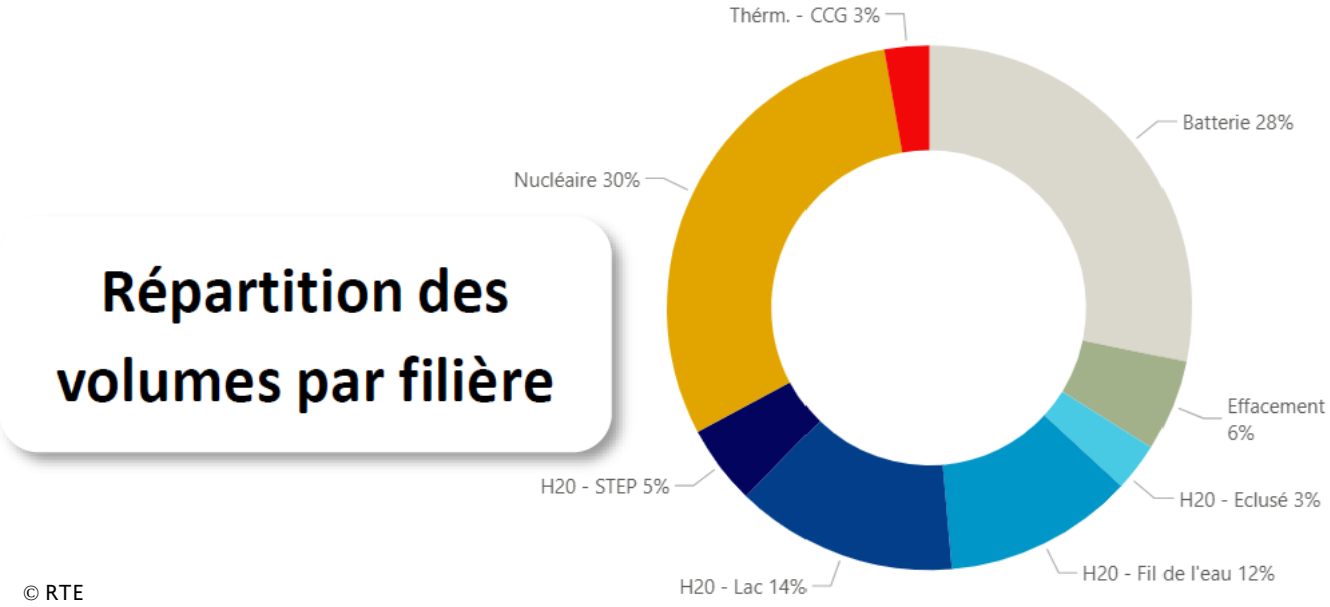
55. Raccordement : Les éoliennes et leurs installations connexes pourront-elles réguler la fréquence du système électrique, c'est-à-dire varier la puissance ? Dans quelles proportions seront les variations maximales possibles, prévues au cahier des charges ?

Les éoliennes et leurs installations connexes pourront-elles réguler la fréquence du système électrique, c'est-à-dire varier la puissance ? Dans quelles proportions seront les variations maximales possibles, prévues au cahier des charges ?

Les ENR et plus généralement les appareils à base d'électronique de puissance comme l'interconnexion Celtic avec l'Irlande, sont capables de faire du réglage de fréquence tel qu'exigé aujourd'hui dans les codes de raccordement. Cela est obligatoire pour toutes les installations raccordées au réseau de transport depuis l'arrivée du code RfG V1 en 2018.

Les éoliennes en ont donc la capacité technique, mais elle n'est aujourd'hui pas utilisée car le réglage est assuré en France par d'autres filières.

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité



Pour les parcs raccordés en courant continu, comme c'est le cas pour BNO, le réglage de la fréquence s'effectue également en pilotant le flux sur la liaison en courant continu. On peut avoir une participation à l'équilibre en pilotant la puissance du parc en fonction des besoins du système électrique. Cet équilibre s'effectue à différentes échelles de temps, de l'ordre de 30 secondes pour la réserve primaire[2] de fréquence, de l'ordre de 5 minutes pour la réserve secondaire[3] qui sont des réserves automatiques, et de 12 minutes pour la réserve manuelle activée sur demande de RTE. Si des variations minimales sont exigées pour le raccordement, il n'existe pas d'exigences sur les variations maximales admises.

56. Raccordement : Les éoliennes pourront-elles participer à la régulation de tension en Bretagne en faisant des variations positives et négatives ? Dans quelles proportions ?

[2] Réserve primaire : permet de stabiliser la fréquence en cas de déséquilibre entre l'offre et la demande (perte de groupe de production par exemple)
[3] Réserve secondaire : permet de rétablir la fréquence à 50 Hz et de rendre la réserve primaire à nouveau disponible

Techniquement c'est faisable depuis longtemps. Les ENR ont même la capacité de régler la tension lorsqu'il n'y a ni vent ni soleil.

La question est réglementaire, car aujourd'hui, la majorité (environ 90%) de la production des ENR intermittentes est raccordée chez ENEDIS, et cela supposerait donc de faire du réglage de tension avec des unités en distribution, ce qui n'est pas prévu réglementairement.

Dans le cas du parc BNO en courant continu, la station de conversion effectuera le réglage de tension dans une fourchette de +/- 30% de la puissance nominale en réactif.

57. Raccordement : Comment le système électrique breton parvient-il à gérer l'excédent potentiel d'énergies renouvelables intermittentes et à maintenir l'équilibre du réseau ?

Techniquement, la gestion d'une zone avec une grande capacité de production à base d'ENR ne représente pas un problème car la prévision de production ENR est fiable. RTE peut donc garantir la sûreté du fonctionnement du système électrique même avec plus de 50 % de production provenant d'énergies renouvelables. Par ailleurs, il faut rappeler que cet équilibre s'apprécie à la maille nationale et non de la seule Bretagne.

Tout l'enjeu réside dans la participation de ces parcs à l'Equilibre Offre Demande (EOD) en déposant des offres de variation de puissance, à la hausse comme à la baisse, sur le mécanisme d'ajustement comme la loi DDADUE (no 2025-391 du 30 avril 2025, Dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne) le demande désormais pour toute installation supérieure à 10 MW de puissance installée. A titre d'exemple, l'Irlande exploite le système électrique avec une production renouvelables allant jusqu'à 75%.

Source et pour en savoir plus :

Consulter la nouvelle du 10 octobre 2025 d'EirGrid

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

58. Concernant le raccordement :

Disposent-elles toutes de matériels électroniques créant de l'inertie virtuelle comme en Irlande ? Ces matériels sont-ils en service de façon permanente et par qui ont-ils été financés ?

Non, toutes ne l'ont pas car, cela n'est pas exigé dans les codes de raccordements.

Source et pour en savoir plus :

Consulter le Règlement (UE) 2016/631 de la Commission Européenne du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité

Disposent-elles toutes, de moyens de réglage de la fréquence et par quel organisme ont-ils été financés ? Dans votre mel vous indiquez que : « *Oui, les ENR et plus généralement les appareils à base d'électronique de puissance comme l'interconnexion Celtic avec l'Irlande, sont capables de faire du réglage de fréquence tel qu'exigé aujourd'hui dans les codes de raccordement.* ». Pouvez-vous me confirmer que les toutes les EnRi bretonnes en disposent et de préciser l'organisme qui les a financés. Cette allégation est en totale contradiction avec les informations que fournissait RTE lors de la construction de la CCCG de Landivisiau. C'est également en contradiction avec les propos tenus par le Président du Directoire de RTE.
A partir du moment où c'est une obligation constructive, cela fait partie du coût de l'installation et est financé par son propriétaire.

Comment les éoliennes peuvent-elles constituer des réserves de puissance primaire, secondaire et tertiaire car elles sont constamment à la puissance maximale fournie par le vent ? Vos propos sur ces réserves, en oubliant l'inertie mécanique des turboalternateurs, concernent-ils uniquement les EnRi ou l'ensemble du système électrique français ?
Les SSYf sont contractualisés de façon dissymétrique. Ainsi, une installation peut offrir une capacité à la hausse et/ou à la baisse. Cependant, concernant les éoliennes, elles peuvent participer aux réserves primaire ou secondaire à la hausse en fonctionnant légèrement en-dessous de sa puissance maximale, en jouant sur l'orientation des pâles et fournir la pleine puissance sur sollicitation. Concernant la réserve tertiaire, il arrive que les éoliennes soient arrêtées pour l'équilibre du périmètre du responsable d'équilibre (RE). Dans ce cas, le RE doit offrir à RTE la capacité non utilisée sur le Mécanisme d'Ajustement.

En ce qui concerne la régulation de tension il est écrit : « techniquement c'est faisable depuis longtemps. ». Ce qui est faisable depuis longtemps ce sont des rotors bobinés sur les alternateurs des éoliennes qui permettent une régulation de tension, mais il ne me semble pas que

« depuis longtemps » l'électronique de puissance soit en capacité d'effectuer cette régulation. En conséquence vous voudrez bien m'indiquer quelle est la puissance en EnRi bretonne qui dispose de moyens de régulations de tension ? Par ailleurs vous écrivez que c'est « un aspect réglementaire ». C'est peut-être exact, mais c'est une réponse totalement incomplète et qui laisse entendre qu'il suffirait de changer le règlement pour rendre ce dispositif technique opérationnel. C'est de la désinformation à l'égard des citoyens. Très schématiquement, à l'échelle nationale le dispatching central gère la puissance et les dispatchings régionaux de RTE gèrent la tension. ENEDIS aurait-elle reçu cette mission et quels sont les moyens techniques dont elles disposent pour réguler la tension ? J'ai été à l'inauguration d'éoliennes dans le Finistère, elles étaient à rotor bobiné et donc en mesure d'opérer des variations de puissance réactive très limitées. Le propriétaire m'avait déclaré « qu'il n'en ferait pas car il n'était pas payé pour le faire ».

L'électronique de puissance peut réguler la tension depuis que des transistors sont utilisés, en particulier les IGBT, et cela fait 25 ans que cette technologie existe. Aujourd'hui toutes les éoliennes raccordées au réseau RTE et ENEDIS sont capables de régler la tension, tous les onduleurs photovoltaïques raccordés sur le réseau de transport ou le réseau moyenne tension d'ENEDIS aussi. Néanmoins, effectivement le réglage n'est pas toujours effectif car il n'y a pas forcément d'incitation financière. Chez ENEDIS un réglage « statique » en tan phi est souvent utilisé.

La réponse qui m'a été faite « RTE peut donc garantir la sûreté du système électrique même avec plus de 50% de production provenant d'énergies renouvelables », concerne-t-elle toutes les énergies renouvelables dont l'hydroélectricité ou seulement les intermittentes non pilotables ? Si votre réponse concerne toutes les énergies renouvelables, je la considérerais comme étant une désinformation volontaire par manque de précision. Si elle concerne uniquement les EnRi, elle sera en contradiction avec les propos d'André Merlin et d'autres spécialistes et en contradiction avec le modèle irlandais.
Nous parlions des EnR variables, l'Irlande limite aujourd'hui leur pénétration à 75%, (remettre le lien vers Eirgrid et leur étude DS3) mais le Danemark (dont la situation peut ressembler à la Bretagne) exploite un système avec une production EnR souvent supérieur à sa charge.

Source et pour en savoir plus :

Consulter la nouvelle du 10 octobre 2025 d'EirGrid

Le programme DS3 d'EirGrid

Si les EnRi installées en Bretagne disposent de tous les moyens techniques que vous leur attribuez ou que vous laissez entendre qu'ils en disposent, pourquoi, parfois, RTE met en service la CCCG de Landivisiau pour suppléer les variations imprévues du vent.

GOUVERNEMENT
Liberté
Égalité
Fraternité

Un manque de production locale peut se traduire par des flux importants en provenance d'autres zones géographiques, qui pourraient excéder les capacités des lignes. Démarrer une CCG dans la zone permet de réduire ces flux.

Vous écrivez « *Techniquement, la gestion d'une zone avec une grande capacité de production à base d'ENR ne représente pas un problème car la production ENR est fiable.* » C'est exactement contraire aux déclarations du président du directoire de RTE qui demande aux producteurs éoliens de fournir des indications sur leur programme et de faire en sorte que ceux-ci soient précis. De plus, ses propos sont concrètement mis en œuvre par le démarrage de CCCG en raison des incertitudes éoliennes. Je souhaiterais donc soit que vous explicitiez votre réponse pour qu'elle ne soit pas en opposition à la réalité et à celle de RTE, soit que vous la retiriez pour ne pas donner de fausses informations aux citoyens et pour conserver la neutralité de votre service public.
Les producteurs qui interviennent sur le marché font des prévisions pour estimer ce qu'ils peuvent vendre. RTE fait lui-même des prévisions du productible basé sur les données météo. Mais la production réelle dépend de décisions liées au marché que RTE doit connaitre pour avoir une bonne vision. C'est pourquoi RTE rappelle régulièrement l'importance de transmettre ces informations à travers un programme d'appel.

Vous écrivez *« la station de conversion effectuera le réglage de tension dans une fourchette de +/- 30% de la puissance nominale en réactif »*. La station de conversion n'a qu'une très faible de capacité de courant de court-circuit, contrairement aux alternateurs synchrones, aussi la sûreté du réseau ne peut pas être assurée de la même façon avec des convertisseurs électroniques. Sauf erreur de ma part, à pleine puissance un convertisseur d'éolienne n'a aucune marge de puissance réactive, donc de régulation de tension, sauf à investir énormément et à créer des risques de pannes sévères. Comme on ne connaît pas la puissance réactive des convertisseurs, il est impossible de savoir si cette régulation aura un réel impact ou si c'est uniquement un argument de communication. La station de conversion sera payée par RTE, or EDF participe à plus de 50 % du financement de RTE, c'est-à-dire que l'organisation mise en place fait payer à l'entreprise qui appartient à tous les français plus de la moitié de certains équipements destinés à ses concurrents qui peuvent même être étrangers.
Oui, c'est une erreur de votre part, les exigences en termes de réactif sont les même pour les EnR, les liaisons à courant continue et les machines synchrones, même à Pmax, elles doivent être capable de fournir un peu plus de 30% de réactif. D'ailleurs sur le réseau de transport, les EnR sont capables de régler le réactif même lorsqu'il n'y a ni vent ni soleil.

Source et pour en savoir plus :

Consulter le Règlement (UE) 2016/631 de la Commission Européenne du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité

Je réitère ma question et je souhaiterais recevoir une réponse technique précise. En Bretagne actuellement il y a 1826 MW d'éoliennes, 520 MWc de Photovoltaïque, soit 2346 MW produits par des installations jusqu'à preuve du contraire non pilotables. C'est-à-dire des installations qui produisent quand il y a du vent et/ ou du soleil. Elles ne produisent pas quand on a besoin d'électricité. Bientôt il y aura la ligne de 700 MW avec l'Irlande destinée à recevoir l'électricité des éoliennes irlandaises non pilotables. On aura donc 3046 MW d'EnRi non pilotables.Si les éoliennes de la baie de Morlaix sont installées, on aura alors 5046 MW non pilotables. Soit une puissance supérieure à la consommation bretonne à la pointe. La consommation la plus faible de la Bretagne est de l'ordre de 1400 MW.
Le terme de non pilotable doit être précisé. Le principe pour ces moyens est en général de produire le maximum en fonction des conditions météo. Pour autant, cela ne veut pas dire que l'on subit forcément cette injection de puissance sur le réseau car les Responsables d'Equilibre doivent équilibrer leur périmètre. Ils peuvent d'eux-mêmes prévoir d'arrêter certains parcs s'ils n'ont pas de débouché en face (consommation de leurs clients, ventes sur les marchés…). Si après ces actions il subsiste un déséquilibre, c'est RTE qui activera des offres à la baisse sur le Mécanisme d'Ajustement (participation obligatoire au MA pour toute installation dont la puissance installée est supérieure à 10 MW). Les parcs nécessaires seront alors arrêtés.

Que se passera-t-il le jour où la production d'ENRi sera largement supérieure à la consommation bretonne, si un incident du type espagnol ou autre se produisait ? Je rappelle que le déclenchement de la centrale de CORDEMAIS, 3100 MW, a entrainé, il y a quelques décennies, un blackout en Bretagne. Probablement un Blackout breton !
La production d'une zone est pilotée en fonction de la capacité d'« export » vers d'autres zones à travers le réseau. Ce n'est donc pas un problème d'excéder la demande locale si le réseau permet d'acheminer ce surplus vers d'autres régions qui en auraient besoin. Si on atteint cette limite de transit sur le réseau, RTE prend des mesures de réduction de la production pour réduire les flux trop importants.