CONSULTATION RELATIVE À L'APPEL D'OFFRES N°10

Les éléments présentés ci-dessous visent à alimenter les réflexions liées au lancement d'un futur appel d'offres pour des installations éoliennes en mer. Ils ne représentent pas un positionnement officiel et ne préjugent pas des arbitrages qui pourraient être réalisés par l'Etat. Seuls les éléments présentés dans les documents de la procédure de mise en concurrence seront, le cas échéant, à considérer.

Contexte

L'éolien en mer est une énergie renouvelable qui doit permettre à la France d'atteindre ses objectifs en matière de transition énergétique, avec des objectifs ambitieux de 18 GW à mettre en service à horizon 2035 et 45 GW à horizon 2050.

Les objectifs de développement de l'éolien en mer se déclinent notamment par un minimum de 15,5 GW de nouvelles capacités à attribuer dans les 10 ans suivant l'adoption de la cartographie issue du débat public « la Mer en débat »[1].

Ainsi, la DGEC étudie actuellement l'engagement d'une procédure de mise en concurrence (nommée « AO10 ») pour des projets d'éoliennes en mer situés sur les différentes façades maritimes françaises, dans les zones identifiées dans la décision du 17 octobre 2024 consécutive à ce débat public, 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.

Conformément à l'article 3 de cette décision, il est prévu de lancer une première procédure de mise en concurrence dans les prochains mois, en vue d'attribuer des projets dans les zones suivantes :

- deux projets d'éoliennes posées d'environ 2 gigawatts (GW) chacun sur la façade maritime Manche Est – mer du Nord (zone FGL – voir Annexe 1) ;
- un projet d'éoliennes flottantes d'environ 1,2 GW ou 2 GW sur la façade maritime Nord Atlantique – Manche Ouest (zone BNO – voir Annexe 1)[2] ;
- un projet d'éoliennes flottantes d'environ 1,2 GW sur la façade maritime Sud-Atlantique (zone GGS – voir Annexe 1) ; et
- un projet d'éoliennes flottantes d'environ 2 GW sur la façade maritime Méditerranée (zone GLC – voir Annexe 1).

L'AO10 vise ainsi à l'attribution avant fin 2026 de 8,4 à 9,2 GW de nouveaux projets éolien en mer. Ces projets seront raccordés en technologie courant continu, avec un niveau de tension de 320 kilovolts (kV) pour les projets d'environ 1,1 ou 1,2 GW et de 525 kV pour les projets d'environ 2 GW.

Capacité des projets

Plusieurs zones identifiées pour faire l'objet de la procédure de mise en concurrence visent à accueillir des installations d'une puissance de 2 GW environ, raccordées à une sous-station électrique unique d'une puissance de 2 GW, elle-même raccordée avec un niveau de tension de 525 kV.

[1] https://www.eoliennesenmer.fr/planification-et-participation-du-public2

[2] Les travaux de concertation en cours sur la puissance et le périmètre de la zone Bretagne-Nord-Ouest (BNO) permettront de préciser la zone indicative indiquée dans la décision interministérielle.

Pour chacune de ces zones d'environ 2 GW, plusieurs options peuvent être envisagées dans le cadre de la mise en concurrence :

1) L'ensemble de la zone fait l'objet d'un même projet, d'une capacité d'environ 2 GW ;
2) L'ensemble de la zone est divisé en deux projets côte à côte, d'une capacité d'environ 1 GW chacun, dont les ouvrages de raccordement de 2 GW sont mutualisés
3) Concernant la zone de FGL, d'une puissance totale d'environ 4 GW, des découpages intermédiaires peuvent également être envisagés (par exemple avec 3 projets, d'une puissance unitaire comprise entre 1 GW et 1,5 GW), sachant que le raccordement d'un même projet sur 2 postes (ex : 0.5 GW + 0.5 GW) induirait des complexités supplémentaires sur les clauses de solidarité entre producteurs (le projet raccordé à 2 postes différents devant gérer les interfaces avec 2 autres producteurs), pour répondre aux contraintes générées pour RTE, et que la puissance de chaque projet devra correspondre à un nombre entier de départs sur le poste électrique en mer.
4) Sous réserve de la compatibilité d'une telle approche avec les contraintes de raccordement, l'ensemble de la zone est divisé en plusieurs projets côte à côte, d'une capacité inférieure à 1 GW chacun, dont les ouvrages de raccordement sont mutualisés

Question 1 : Pour chacune des zones considérées dans l'AO10, quelle option recommanderiez-vous ? Les répondants sont invités à justifier leur réponse sur la base notamment de considérations économiques, juridiques et industrielles pertinentes, relatives au(x) projet(s) comme à leur(s) raccordement(s) sur un même poste en mer.

Géographie des projets

Pour chacune des questions suivantes, la réponse peut, si cela est pertinent, être exprimée sous forme de cartographies ou de schémas.

Concernant le cas particulier de la zone Bretagne-Nord-Ouest, nous vous invitons à exprimer vos préférences sur la base de la zone indicative de poursuite de la concertation disponible dans la décision interministérielle.

Pour les zones de Golfe du Lion Centre et Golfe de Gascogne Sud nous vous invitons à vous exprimer sur la base des zones définies dans la décision interministérielle.

Concernant la zone Fécamp Grand Large en Manche, vous pouvez répondre aux questions ci-dessous en vous appuyant sur la représentation cartographique présentée en Annexe 2.

Question 2 : Dans le cas où il semblerait pertinent de diviser certaines ou l'ensemble des zones de 2 GW en deux projets (dont la puissance cumulée serait égale à 2 GW), comment diviseriez-vous géographiquement ces zones ?

Question 3 : Dans le cas où une zone identifiée dans la cartographie nationale ferait l'objet de plusieurs projets situés côte à côte, une distance à la frontière devrait-elle être prévue ? Le cas échéant, de quelle taille ?

Question 4 : Pour chacune des zones, qu'il s'agisse de projets de 2 GW ou de 2 x 1 GW, quelle position géographique recommanderiez-vous pour le positionnement de la sous-station électrique en mer (d'une capacité de 2 GW) ? Quelle distance maximale entre le poste

en mer et les éoliennes les plus éloignées serait selon vous concevable ? Quelle serait selon vous la distance optimale, notamment au regard des coûts cumulés du linéaire des câbles inter-éoliennes, du linéaire du raccordement RTE (ce dernier étant estimé à entre 6 et 8 M€/km pour du 525 kV) et du surcoût lié à la bathymétrie du poste électrique en mer (environ 40 M€ pour 10m de profondeur supplémentaire) ?

Question 5 : Quelle densité en MW/km² cible vous semblerait devoir être recherchée pour chacune des zones ? Quelle serait la densité maximale envisageable et au regard de quels critères (faisabilité technique, coût…) ? La réponse, accompagnée d'éléments de justification, pourra être différenciée selon les zones ou les technologies de fondations.

Diversification

Il est envisagé d'intégrer, dans les conditions de cette procédure, une règle prévoyant qu'un même candidat ne remporte pas l'ensemble des projets. Les candidats resteraient néanmoins libres de proposer des offres pour l'ensemble des projets.

Question 6 : Quelle clause de diversification proposeriez-vous (nombre de projets maximum, limitation par zone géographique, etc.) ? Les répondants pourront proposer une clause de diversification différente en fonction des options présentées en question 1.

Calendrier des projets et dates de mise en service

Question 7 : La construction et l'installation de parcs éoliens en mer d'une capacité de 2 GW doit-elle conduire à des évolutions, par rapport aux dispositions des cahiers des charges précédents (AO4 à AO8), en ce qui concerne la mise à disposition des ouvrages de raccordement pour les producteurs ? La réponse est-elle identique qu'il s'agisse de projets posés ou de projets flottants ?

Question 8 : Prévoir des conditions de mise en service partielle des parcs vous semble-t-il nécessaire ? Le cas échéant, une réponse argumentée et détaillant les modalités envisagées est attendue.

Question 9 : Dans le cas d'une procédure de mise en concurrence unique portant sur la réalisation de plusieurs projets à horizon de mise en service en 2035, les calendriers des différents projets (exécution et dates cibles de mise en service) vous semblent-ils devoir faire l'objet d'un échelonnement, afin de faire face notamment aux contraintes logistiques ? Le cas échéant, comment ce calendrier pourrait-il être différencié ?

Question 10 : De façon générale, quelle serait selon vous la durée optimale entre l'attribution et la mise en service d'un parc ? (en précisant votre vision pour chaque grande phase de développement)

Question 11 : Contrairement aux raccordements en technologie HVAC, les raccordements HVDC nécessitent la réalisation de tests fonctionnels mobilisant la puissance du parc. Quelles solutions pourraient permettre de répondre à ce besoin et identifiez- vous des contraintes particulières à requérir l'installation de 20% de la puissance du parc avant l'installation du poste en mer ? Le cas échéant, comment pensez-vous y répondre ?

Hélistations

Question 12 : Considérez-vous pertinent que les futurs exploitants des parcs puissent accéder à un hélideck sur le poste électrique en mer ?

Autres propositions relatives à l'AO10

Question 13 :
Les répondants peuvent partager toute autre recommandation concernant cette future mise en concurrence (dans la limite de trois pages maximum).
Ils pourront notamment se prononcer sur :

- Leur avis sur la maturité des différentes puissances de turbines, le cas échéant en distinguant les technologies posé/flottant et les dates prévisionnelles de mise en service, et sur les hypothèses qu'il convient de prendre au stade des offres
- Leur avis sur la pertinence d'exclure une partie de la production du contrat de complément de rémunération, et le cas échéant sur les modalités et conditions associées
- Leur avis sur la possibilité et l'intérêt de recourir à un appel d'offres neutre technologiquement pour certaines zones, notamment selon la bathymétrie
- Les prix plafonds à considérer pour garantir un niveau de concurrence suffisant

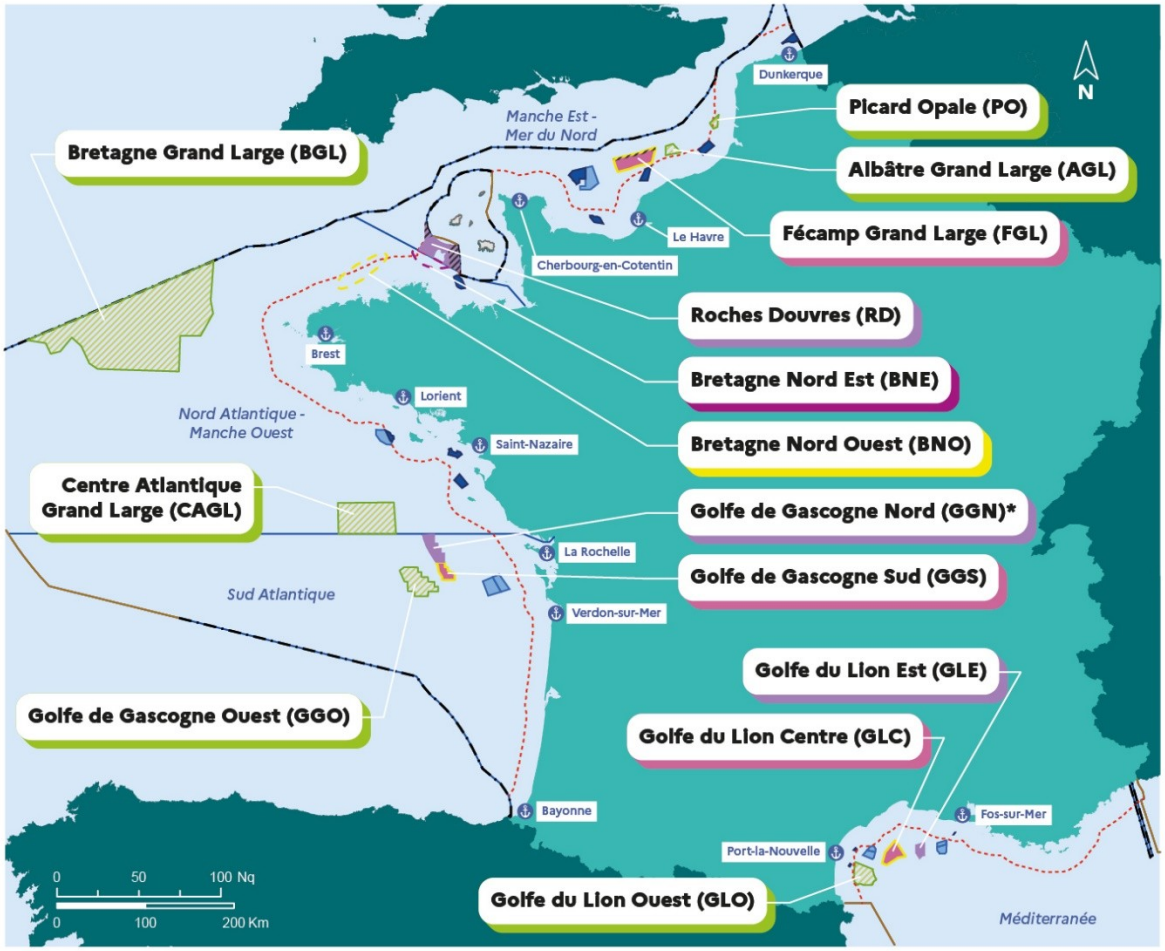
Les réponses à cette consultation sont attendues d'ici le 4 avril 2025 et peuvent être adressées à l'adresse électronique suivante : emr@developpement-durable.gouv.fr.

Mars 2025

Annexe 1 : Cartographie des zones prioritaires pour le développement de l'éolien en mer de la décision du 17 octobre 2024

ÉOLIEN EN MER

ZONES PRIORITAIRES RETENUES POUR LE DÉVELOPPEMENT DE L'ÉOLIEN EN MER



Parcs éoliens en mer en service ou en développement
- Zones déjà attribuées
- Zones en cours d'appels d'offres
- Principaux ports

Développement de l'éolien en mer à l'horizon 10 ans
- Zones prioritaires retenues pour la procédure de mise en concurrence - AO10
- Zone indicative de poursuite de la concertation, retenue pour la procédure de mise en concurrence - AO10
- Zones nécessitant des études complémentaires
- Autres zones prioritaires pour le développement de l'éolien en mer à l'horizon 10 ans
- Autre zone indicative de poursuite de la concertation, qui pourra intégrer des zones complémentaires limitrophes

Développement de l'éolien en mer à l'horizon 2050
- Zones prioritaires pour le développement de l'éolien en mer à l'horizon 2050 (ces zones pourront être précisées et revues ultérieurement lors de la révision de la cartographie, à l'issue de nouvelles concertations et au regard de l'évolution des enjeux et des technologies)

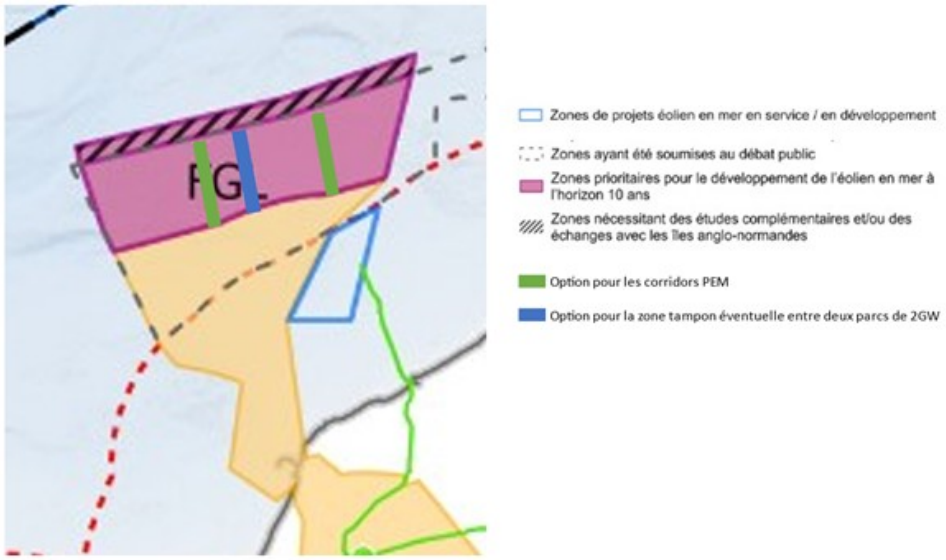
Délimitations maritimes
- Limite extérieure de la mer territoriale (12 Nq)
- Délimitation maritime avec accord entre États
- Limites des eaux sous souveraineté ou juridiction revendiquée par la France sans avoir fait l'objet d'un accord de délimitation avec un autre État

* *Cette zone fera l'objet de concertations spécifiques complémentaires de façon à réduire son périmètre de moitié*

Sources : RTE, IGN, SHOM, EMODnet, Gouvernement
Projection : WGS84 pseudo Mercator (EPSG : 3857)
Réalisation : Cerema Normandie - Centre, Dicom MTEECPR, Octobre 2024

Mars 2025

Annexe 2 : exemple de position des corridor PEM de la zone de Fécamp Grand Large

Le présent schéma vise à illustrer un tracé possible pour l'implantation des corridors pour les postes électriques en mer (PEM), représentés en vert, pour la zone FGL. Il permet deux options d'allotissement

- Soit l'installation de deux parcs de 2 GW, au sein de la zone FGL. Dans ce cas une zone tampon (en bleu) pourrait être envisagée entre les 2 parcs
- Soit l'installation de 3 parcs de puissances comprises entre 1 et 1,5 GW, les corridors de positionnement des postes en mer pouvant alors également servir de zone tampon entre les parcs.
-