

BRETAGNE NORD-OUEST (BNO)

Étude des options de technologies de fondations pour les éoliennes en mer

Direction Générale de l'Energie et du Climat (DGEC)

Rapport n° : 10488362-FRPR-R-07, Rév. F

N° du document : 10488362-FRPR-R-07-F

Date : 08 décembre 2025



Project name: Bretagne Nord-Ouest (BNO) DNV France SARL
 Report title: Etude des options de technologies de fondations pour Energy Systems
 les éoliennes en mer 28-34 rue du Château des Rentiers
 Customer: Direction Générale de l'Energie et du Climat (DGEC), 75013 Paris
 Tour Séquoia, 1 place Carpeaux, 92055 La Défense France
 Cedex, France Tel:
 Customer contact: Adrien LE FRANC FR02309610061
 Date of issue: 08 décembre 2025
 Project no.: 10488362
 Organisation unit: Offshore Infrastructure - France
 Report no.: 10488362-FRPR-R-07, Rev. F
 Document no.: 10488362-FRPR-R-07-F
 Applicable contract(s) governing the provision of this Report: Marché #2020.1300000594

Objectif : Examiner les options de sous-structure de soutien des éoliennes en mer pour le parc de BNO et évaluer leur compatibilité avec la zone et les outils (grues, navires) et méthodes disponibles.

Préparé par :	Vérifié par :	Approuvé par :
Lise Michaud Offshore Wind Engineer	Thomas Boehme Senior Principal Engineer	Pierre Héraud Team Leader Offshore Wind Projects
Nils Schayes Offshore Engineer	Pierre Héraud Team Leader Offshore Wind Projects	

Classification interne chez DNV :

Open
 DNV Restricted
 DNV Confidential
 DNV Secret

Keywords: France, offshore wind, BNO

Rev. no.	Date	Reason for issue	Prepared by	Verified by	Approved by
A	25 Sep 2025	Première version	LISMIC	BOET	PIHE
B	10 Oct 2025	Révisé avec commentaires	LISMIC	BOET	PIHE
C	14 Oct 2025	Mises à jour des détails	BOET	PIHE	PIHE
D	16 Oct 2025	Version en français	AJIRAJ	PIHE	PIHE
E	13 Nov 2025	Commentaires des clients ajoutés	PIHE	BOET	PIHE
F	08 Dec 2025	Commentaires supplémentaires	BOET	PIHE	PIHE

Copyright © DNV 2025. All rights reserved. Unless otherwise agreed in writing: (i) This publication or parts thereof may not be copied, reproduced or transmitted in any form, or by any means, whether digitally or otherwise; (ii) The content of this publication shall be kept confidential by the customer; (iii) No third party may rely on its contents; and (iv) DNV undertakes no duty of care toward any third party. Reference to part of this publication which may lead to misinterpretation is prohibited.

AVERTISSEMENT – INDÉPENDANCE, IMPARTIALITÉ ET LIMITES

Ce document contient du contenu fourni par DNV. Veuillez prendre note des éléments suivants :

Garanties éthiques :

Afin de préserver son intégrité et son impartialité, DNV procède à une évaluation initiale des conflits d'intérêts avant toute prestation de conseil.

Priorité des rôles :

Ce rapport est établi par DNV dans le cadre de ses activités de conseil, après évaluation des conflits d'intérêts. Il est distinct des responsabilités de DNV en tant qu'organisme de certification tiers. En cas de chevauchement, les activités de certification seront menées de manière indépendante et prévaudront sur les services de conseil.

Limite pour les certifications futures :

Le contenu de ce document n'engage pas DNV et ne limite en aucun cas son jugement indépendant dans le cadre de futures activités de certification.

Revue de conformité :

La conformité de DNV aux normes éthiques et industrielles, notamment en ce qui concerne la séparation de ses rôles, fait l'objet de contrôles externes périodiques.

IMPORTANT – NON-RESPONSABILITÉ

Ce document est destiné à l'usage exclusif du Client auquel il est adressé et qui a conclu un accord écrit avec l'entité DNV émettrice de ce document (« DNV »).

Dans la mesure permise par la loi, ni DNV ni aucune société du groupe (le « Groupe ») n'assume de responsabilité envers un tiers quelconque. Le fait que le Client puisse divulguer ou distribuer ce document à des tiers n'implique en aucun cas que DNV accepte une quelconque responsabilité envers un destinataire autre que le Client.

Ce document a été produit à partir d'informations ou de données mises à la disposition de DNV jusqu'à la date de sa rédaction. Sa délivrance n'implique pas que les informations qu'il contient ne puissent être modifiées. DNV ne saurait être tenue responsable des informations ou données erronées fournies par le Client ou par un tiers, ni des effets de ces informations ou données, qu'elles soient ou non contenues ou mentionnées dans le présent document.

DNV décline toute responsabilité quant à l'application ou à l'utilisation des résultats, estimations ou prédictions figurant dans le présent document. Ces éléments sont fournis à titre indicatif et ne sont pas destinés à servir de base à un modèle financier ou à la conception technique détaillée des projets de parcs éoliens concernés.

Le présent document est soumis à toutes les hypothèses et réserves qui y sont exprimées, ainsi qu'à toute autre communication pertinente s'y rapportant.

DNV n'a effectué aucune mesure sur site, et aucune donnée issue de mesures sur site n'a été utilisée dans cette étude préliminaire. La plupart des caractéristiques du projet de parc éolien concerné, telles que les dimensions et les poids des éoliennes et des structures les soutenant, n'ont pas encore été définies. DNV a donc formulé ses propres hypothèses, jugées raisonnables pour cette étude préliminaire, sur la base de son expérience. DNV considère que l'étude préliminaire contenue dans ce document ne doit pas être utilisée pour une étude de rentabilité ni pour d'autres analyses financières ou techniques, et recommande la réalisation de mesures sur site ainsi que d'études complémentaires pour chaque développement de projet.

TABLE DES MATIERES

1	RÉSUMÉ.....	1
2	INTRODUCTION.....	2
2.1	Objectif de l'étude	2
2.2	Hypothèses et limites	3
3	CARACTÉRISATION DU SITE	5
3.1	Bathymétrie	5
3.2	Conditions de sol	6
3.3	Vent	8
3.4	Vagues	8
3.5	Courants et marées	10
4	TECHNOLOGIE DE FONDATION D'EOLIENNES	11
4.1	Fondations posées	11
4.2	Fondations hybrides	16
4.3	Fondations flottantes	16
4.4	Résumé	21
5	MÉTHODOLOGIES D'INSTALLATION.....	24
5.1	Installation des fondations posées	24
5.2	Installation des fondations flottantes	28
5.3	Intégration des turbines	31
5.4	Navires de construction	36
5.5	Opérabilité du navire	40
6	FONDATION ADAPTÉE AU SITE BNO.....	43
6.1	Comparaison des options	43
6.2	Considérations supplémentaires	45
Appendix A	Abréviations	
Appendix B	Références	
Appendix C	Technology Readiness Level (TRL) / Niveau de Maturité Technologique (NMT)	
Appendix D	Évaluation des conditions météo-océaniques	
Appendix E	Projets posés en eau profonde (au-delà de 70 m)	

1 RÉSUMÉ

La zone dite « Bretagne Nord-Ouest » (BNO), située dans le nord-ouest de la France, est identifiée comme zone potentielle pour le développement de l'éolien en mer dans le cadre du 10ème appel d'offres (AO10). DNV a été mandaté par la DGEC pour réaliser une étude afin d'évaluer les types de sous-structures 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.

La ressource éolienne de la zone est favorable, avec des vitesses moyennes de vent comprises entre 9,2 et 10 m/s à 160 m au-dessus du niveau de la mer. D'après les premiers résultats des campagnes géophysiques, la zone présente des profondeurs d'eau allant de -76 à -80 m LAT (niveau de l'eau correspondant à la marée astronomique la plus basse) au sud-est, évoluant jusqu'à -90 m LAT au nord-ouest. Le site est soumis à un régime de marée semi-diurne, avec une amplitude de 8 à 9 m, ce qui signifie que la profondeur réelle est en moyenne 4 à 5 m supérieure aux valeurs LAT. Le fond marin est recouvert d'une fine couche discontinue de sédiments récents, généralement inférieure à 1 m d'épaisseur. En dessous, on trouve des roches sédimentaires plus anciennes (grès, calcaire, argilite) dont l'épaisseur varie de 10 à plus de 100 m. Le sol est considéré comme relativement dur, mais des études géotechniques complémentaires sont nécessaires pour confirmer ces propriétés. La hauteur significative annuelle des vagues est d'environ 2 à 2,2 m, la plupart des états de mer se situant entre 0,5 et 4 m. La houle est présente toute l'année, avec des hauteurs d'environ 1 m en été et près de 2 m en hiver. Les courants de marée sont de l'ordre de 0,5 à 1,3 m/s.

Le choix de la technologie de fondation pour les éoliennes est central pour la conception du projet. 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 ») pourraient offrir des avantages en termes d'empreinte au sol réduite par rapport aux systèmes d'ancrage caténaire, leur remorquage et leur méthode d'installation rendrait 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, ce qui n'est pas le cas du site de BNO (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, et 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 et du faible nombre de projets posés en eau profonde (au-delà de 70 m) ne permettant pas de justifier les investissements nécessaires à l'émergence de ces navires.

Compte tenu de la profondeur d'eau et des conditions météo-océanique sur l'ensemble de la zone BNO, les technologies flottantes sont 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.

2 INTRODUCTION

2.1 Objectif de l'étude

En France, le débat public national sur la planification maritime en 2023/2024 a permis d'identifier plusieurs zones prioritaires et indicatives pour le développement de l'éolien en mer en Nord Atlantique - Manche Ouest (NAMO). Parmi ces zones, la zone dite « Bretagne Nord-Ouest » (BNO) a été désignée comme zone indicative de poursuite de la concertation. Avec une réduction de son périmètre à environ 350 km² (Figure 2-1), la zone est prévue pour le 10^{ème} appel d'offres éolien en mer (AO10).

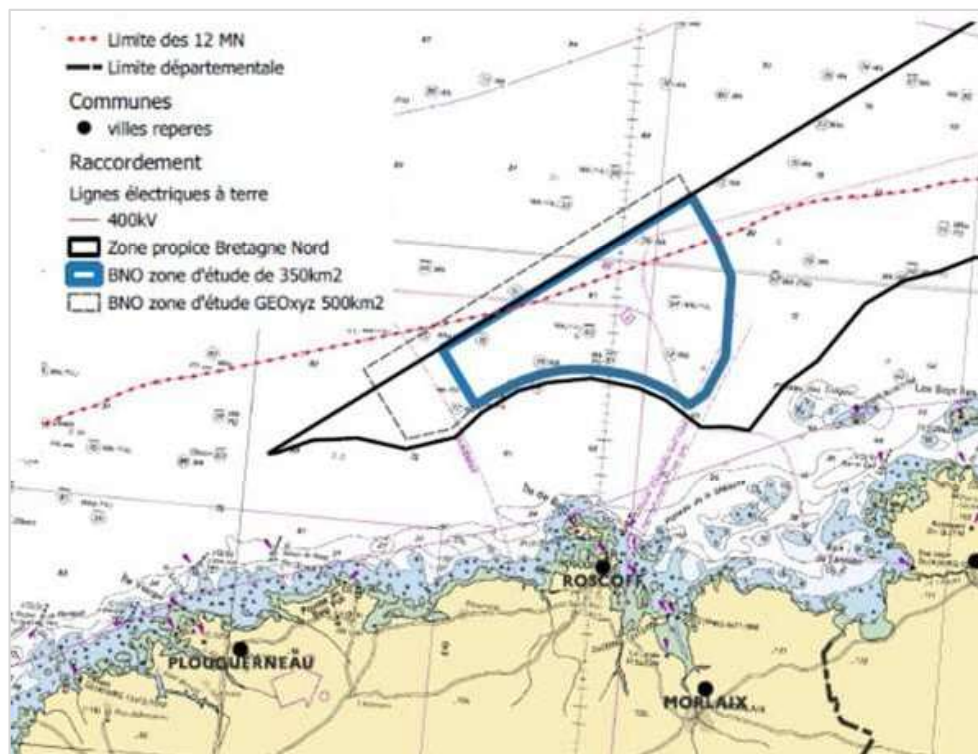


Figure 2-1 Identification du périmètre envisagé pour le projet de parc AO10 en BNO

Source : DGEC

Au regard de la bathymétrie de la zone (de l'ordre de 80 à 90 m LAT), il semble que la technologie à considérer est celle de l'éolien flottant. DGEC souhaitait disposer d'éléments pour confirmer cette conclusion et a confié à DNV France SARL (« DNV ») la réalisation d'une étude sur le type de technologie de fondation, posée ou flottante, supportant les éoliennes à privilégier sur la zone BNO, au regard des caractéristiques du projet, des contraintes techniques du site et des outils et navires disponibles.

L'étude s'appuie notamment sur les connaissances disponibles sur la bathymétrie et la nature du sol de la zone BNO, afin de présenter la faisabilité, les risques et opportunités techniques des différentes options. Les technologies de fondations d'éoliennes posées et flottantes devraient être compatibles avec la réalisation industrielle d'un projet commercial de 2 GW à horizon 2035.

L'étude est organisée comme suit :

- La section 3 décrit les conditions du site ;
- La section 4 présente les types de technologie de fondation possible en abordant les aspects de conception, fabrication, installation et opération/maintenance ;
- La section 5 se concentre sur les processus d'installation des fondations et d'intégration des éoliennes sur ces structures pour un site en eau profonde ;
- La section 6 présente les conclusions sur la viabilité des différentes options de technologie de fondation sur la zone BNO.

2.2 Hypothèses et limites

Les informations concernant les caractéristiques du site, les configurations du projet et les hypothèses techniques ont été fournies par le client au début du projet. Ces données constituent la base sur laquelle DNV a entrepris les études et les analyses présentées dans ce rapport. Toutefois, il convient de noter que, dans certains cas, ces informations sont relativement préliminaires et/ou de haut niveau, et qu'elles peuvent donc être remplacées en temps voulu ou ne pas permettre une analyse détaillée.

Les hypothèses clés et les exclusions suivantes ont été utilisées dans l'exécution de ce projet :

- La profondeur de l'eau varie sur le site entre moins de 80 m (LAT) et atteint environ 90 m (LAT), bien qu'on ne dispose pas de prévisions détaillées de bathymétrie et de niveau des marées. Pour les discussions de faisabilité de la construction du parc, une profondeur moyenne de 85 m (LAT) a été retenue.
- L'état du sol n'est pas connu avec certitude tant que le site n'a pas fait l'objet d'une étude approfondie. Les résultats de l'étude géotechnique n'étaient pas encore disponibles. L'hypothèse de base est des conditions rocheuses avec une mince couche de sédiments sur le dessus.
- Pour l'évaluation de la constructibilité, les turbines présentées dans le Table 2-1 ont été prises en compte. DNV considère raisonnable de supposer qu'à l'horizon 2035 des éoliennes de capacité unitaires entre 15 et 18 MW seront utilisées. Des commentaires supplémentaires sur l'utilisation potentielle de turbines de 20+ MW sont inclus dans la section 6.2.

Table 2-1 Exemples de modèles d'éoliennes offshore de 15 à 18 MW

Model	Siemens Gamesa SG 14-236 DD	Vestas V236-15.0 MW	General Electric Haliade-X	Ming Yang MySE18.X-260	Hypothèse de l'étude
Puissance unitaire (MW)	14,0 (15,0 avec "power boost")	15,0	≤ 18,0	≥ 18,0	15,0 ... 18,0
Diamètre du rotor (m)	236	236	≤ 250	260	~250
Longueur des pales (m)	115	115,5	...	127,4	~120
Hauteur de nacelle (m)	145	145	150	159	~150
Poids de la nacelle (t)	670	605	...	~550	~700
Poids des pales (t)	3 x 58	3 x 63	...	~3 x 71	~3 x 70
Poids de la tour (t)	940	850	...	~1 200	~1 000
Situation à la fin de 2025	Premier projet installé	Premier projet installé	Phase de design	Première installation en mer	-

Sources : Internet et spécifications des modèles d'éoliennes

- Les pieux nécessitent une installation forée en raison de la présence d'un substrat rocheux peu profond.
- Les fondations de type jacket sont transportées de l'usine de fabrication entières et en orientation verticale (ce qui est typique de l'éolien offshore). Aucune considération n'a été accordée au transport partiel avec assemblage final local, ni au transport horizontal.
- Les fondations gravitaires nécessitent une préparation du fond marin (nivellement de la roche et/ou dragage) avant l'installation.
- Compte tenu de la grande profondeur de l'eau (pour les fondations posées), de l'incertitude sur les conditions du sol (pour les fondations posées et flottantes) et de la taille des turbines (pour les fondations posées et flottantes), DNV n'a pas fourni d'estimations de coûts.
- La taille et le poids des fondations ont été estimés par rapport à des exemples existant dans l'industrie, à une profondeur d'eau de 60 m et/ou en utilisant des turbines de ~10 MW.

3 CARACTÉRISATION DU SITE

Le régime météo-océanique permet de définir les conditions environnementales pour la conception, l'installation et l'exploitation des projets éoliens offshore. Alors que les valeurs définitives nécessitent des campagnes de mesure et une modélisation dédiée, DNV a examiné les rapports d'études météo-océaniques et de géologies disponibles pour la zone BNO et des données supplémentaires sur le vent et les conditions météo-océaniques. Les principales conclusions sont résumées ci-dessous.

3.1 Bathymétrie

Les profondeurs d'eau et la morphologie des fonds marins du site sont analysées sur la base des informations de profondeur d'eau accessibles au public (Copernicus, GEBCO) et des résultats de la campagne géophysique réalisée en 2025 par GEOxyz et rapportés dans le rapport /1/.

Le fond marin de la zone BNO est en pente douce d'est en ouest, avec des profondeurs allant d'environ -71 m à -94 m LAT, voir Figure 3-1.

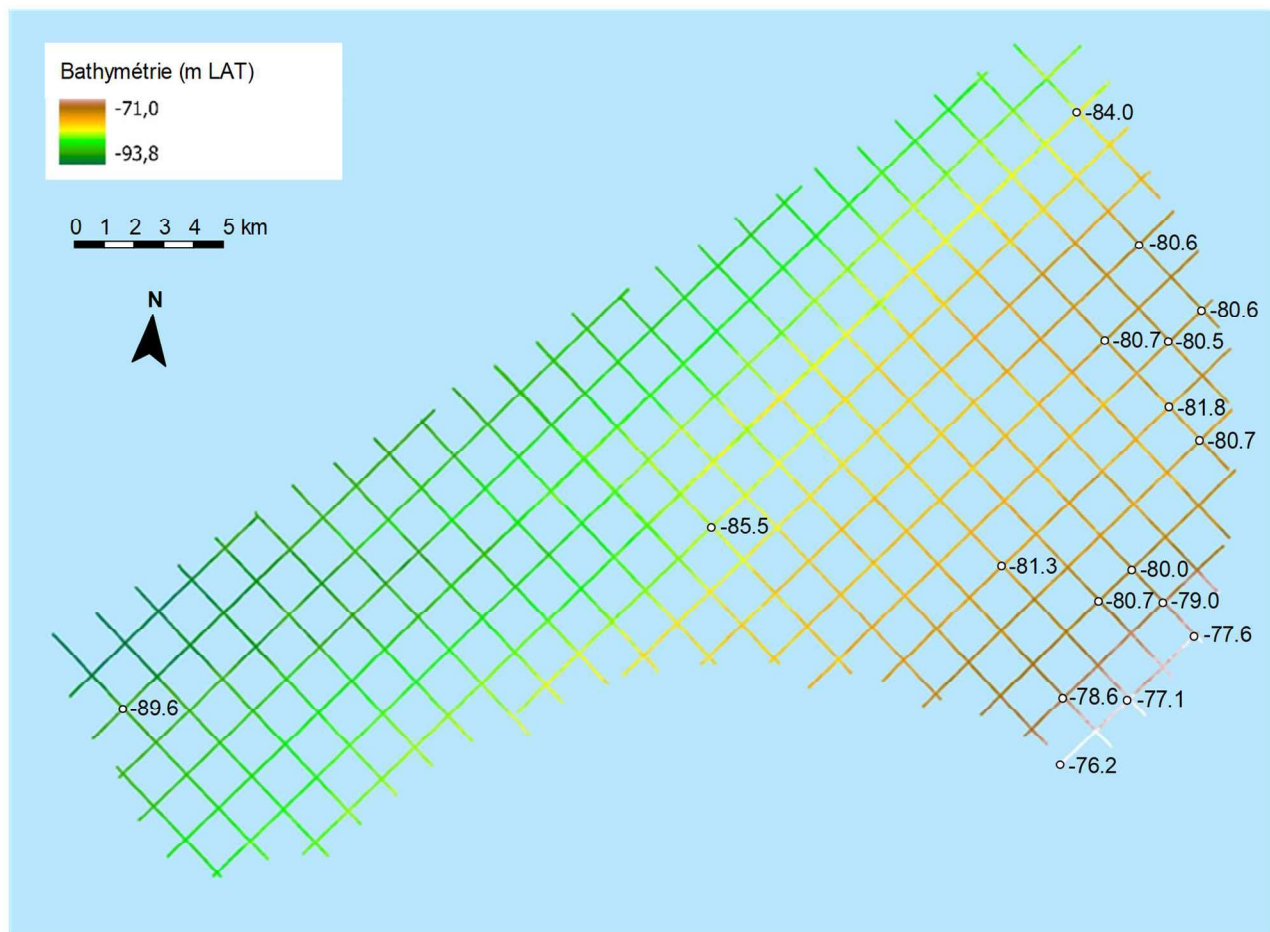


Figure 3-1 Bathymétrie sur l'ensemble de la zone BNO (m LAT)

Source : Résultats du sondage GEOxyz /1/, annotation ajoutée

L'ensemble de la zone d'étude est caractérisé par des pentes très douces, avec des valeurs de pente élevées observées uniquement à proximité de caractéristiques morphologiques telles que des affleurements rocheux et un cas

d'une vague de sable observée dans la partie centrale de la zone d'étude. Des structures sableuses (méga rides) n'ont été observées que sporadiquement dans la partie nord-est de la zone de relevé.

Sur la base de la comparaison de la LAT (« lowest astronomical tide ») et de la HAT (« highest astronomical tide ») fournies par le SHOM à travers la hauteur ellipsoïdale de Bathylli v2, l'amplitude théorique des marées est comprise entre 8,6 et 9,3 m sur l'ensemble de la zone.

La Figure 3-2 fournit une vue de la bathymétrie à l'échelle de la zone, basé sur l'ensemble des données GEBCO, qui sont de moins bonne résolution que les mesure de GEOxyz. Les valeurs de profondeur d'eau de GEBCO sont généralement référencées au niveau moyen de la mer (« mean sea level », MSL), bien qu'elles semblent s'aligner étroitement avec les valeurs m LAT présentées en Figure 3-1. On s'attendrait normalement à une différence de la moitié de l'amplitude des marées (c'est-à-dire de 4 à 5 m) entre les deux ensembles de données.

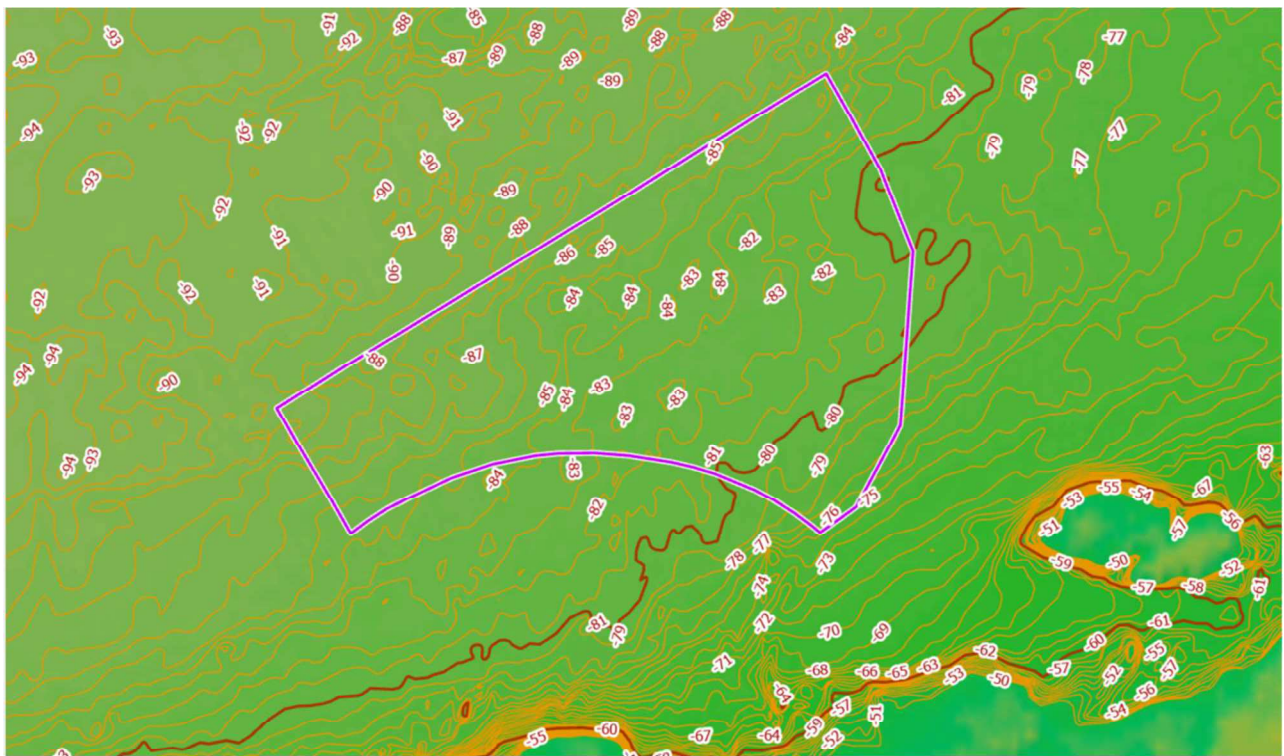


Figure 3-2 Bathymétrie dans la zone BNO (m MSL)

Source : DNV, sur la base des données GEBCO, résolution horizontale d'environ 300 à 400 m

3.2 Conditions de sol

Les conditions de sol ont été évaluées à partir des données open-source existantes du SHOM et sur la base des résultats de la campagne géophysique et géotechnique menée en 2025 par GEOxyz et Fugro, respectivement. Les résultats de la campagne géophysique menée par GEOxyz sont publiés dans /1/. Les rapports factuels des levés effectués par Fugro n'étaient pas encore disponibles pour examen, mais les informations sur le terrain et les rapports préliminaires ont été pris en compte dans l'évaluation des conditions du sol.

Selon l'extrait d'information du rapport /1/, la surface est principalement composée de sédiments grossiers tels que du gravier et des cailloux, avec des plaques de sable localisées près du littoral. Une mince couche discontinue de sédiments récents - principalement du sable et du gravier - recouvre la zone, généralement de moins de 1 m d'épaisseur.

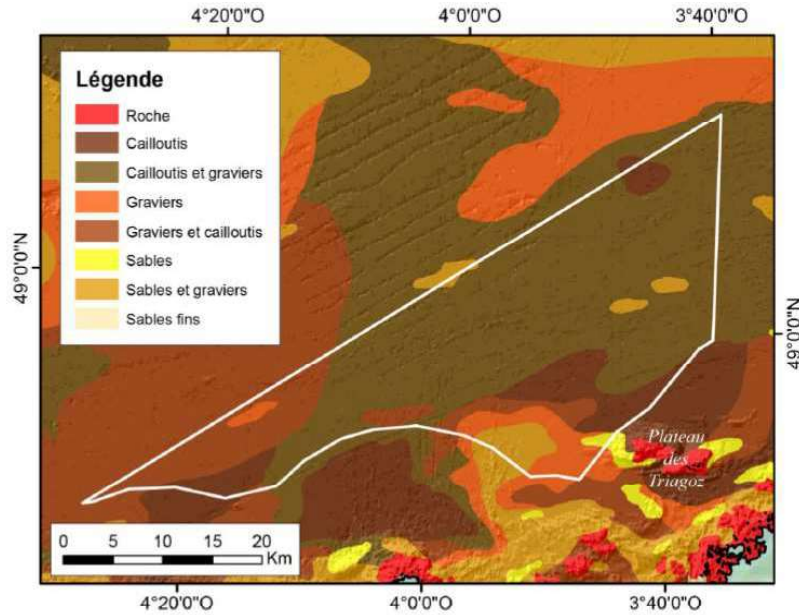


Figure 3-3 Carte de la couverture sédimentaire

Source : Rapport GEOxyz /1/, issu des rapports du SHOM

Sous cette couverture se trouve une séquence de diverses unités géologiques, comme le montre la Figure3-4. Cette séquence de couches sédimentaires plus anciennes (unités 2a et 2b) est composée de grès, de calcaire et de argilite (« mudstone »), dont l'épaisseur varie d'environ 10 m à plus de 100 m. Ces couches présentent des discordances et des plissements internes, indiquant des histoires complexes de dépôt et d'érosion. La couche la plus profonde (unité 3) est interprétée comme un ancien substrat rocheux, probablement du granite, trouvé entre 12 m et 150 m sous le fond marin. Aucun gaz peu profond ou faille n'a été détecté, bien qu'il existe des variations géologiques importantes sur le site. Dans les zones où le substrat rocheux se trouve près du fond marin, les fondations peuvent avoir besoin de s'ancrer dans ce substrat solide, tandis que les zones plus profondes peuvent permettre des installations dans les couches sédimentaires. Dans l'ensemble, le sous-sol est caractérisé par des formations pré-quaternaires aux propriétés acoustiques et lithologiques hétérogènes.

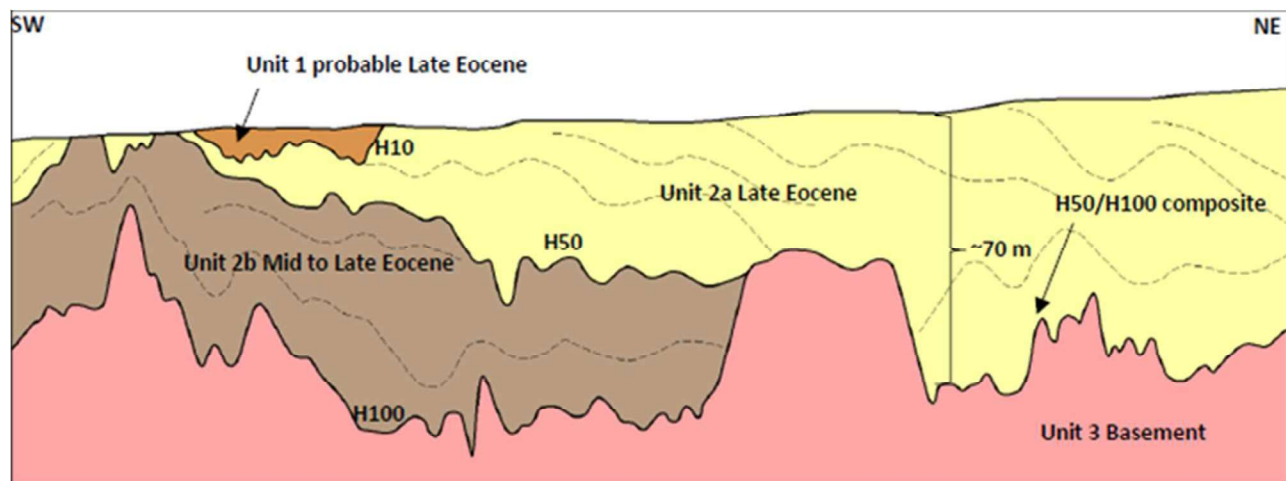


Figure3-4 Cadre géologique

Source : Rapport GEOxyz /1/

3.3 Vent

La vitesse moyenne du vent à 160 m au-dessus du niveau de la mer est généralement comprise entre 9,2 et 10 m/s, avec des directions dominantes du sud-ouest /3/. À 100 m d'altitude au-dessus du niveau de la mer, les vitesses extrêmes du vent sont estimées entre 34,2 à 40,6 m/s pour une période de retour de 50 ans, avec des incertitudes associées correspondant à un intervalle de confiance de 70 %. Les vents les plus forts et les plus soutenus se produisent pendant les mois d'hiver, tandis que la saison estivale est caractérisée par des vents plus faibles (Figure 3-5).

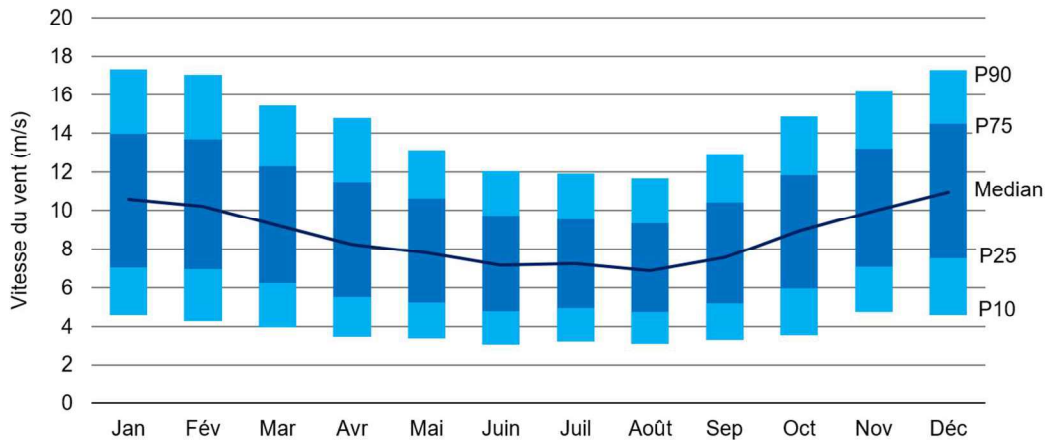


Figure 3-5 Vitesse mensuelle du vent à 100 m au-dessus du niveau de la mer dans la zone BNO
 Source : Analyse des données ERA5 par DNV.

3.4 Vagues

L'analyse des vagues réalisée par le SHOM /4/ montre une forte similitude entre les quatre points considérés (Figure 3-6). La moyenne annuelle de la hauteur significative des vagues H_s dans la région est généralement de l'ordre de 2,0 à 2,2 m. La plupart des états de mer se situent dans une plage de H_s de 0,5 à 4 m, ce qui représente environ 90 % des occurrences. Les hauteurs maximales significatives des vagues sont de l'ordre de 10 à 11 m, avec des valeurs légèrement plus élevées observées dans la zone sud-ouest (c'est-à-dire aux points P1 et P2).

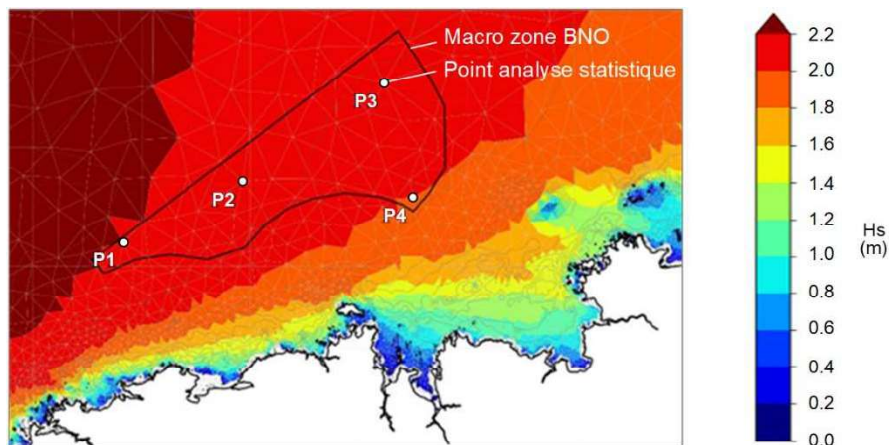


Figure 3-6 Carte des H_s moyens modélisés sur la période de 1979 à 2024
 Source : SHOM /4/

Selon la Figure 3-7 (en haut), une tendance saisonnière claire est observée : d'avril à septembre, la hauteur moyenne et médiane des vagues est proche de 1,5 m, tandis que d'octobre à mars, elle varie généralement entre 2 et 3 m. Les valeurs maximales restent inférieures à 7 m en été, mais dépassent 7,5 m pendant les mois d'automne et d'hiver. Dans la Figure 3-7 (en bas) on peut voir que la houle, c'est-à-dire les vagues avec de longues périodes, est la partie dominante du climat global des vagues. La houle moyenne ne descend presque jamais en dessous de 1 m. En ce qui concerne l'ensemble des Hs, les mois d'été présentent des conditions de houle plus faibles, ce qui rend la zone plus accessible pour les opérations maritimes éoliennes offshore.

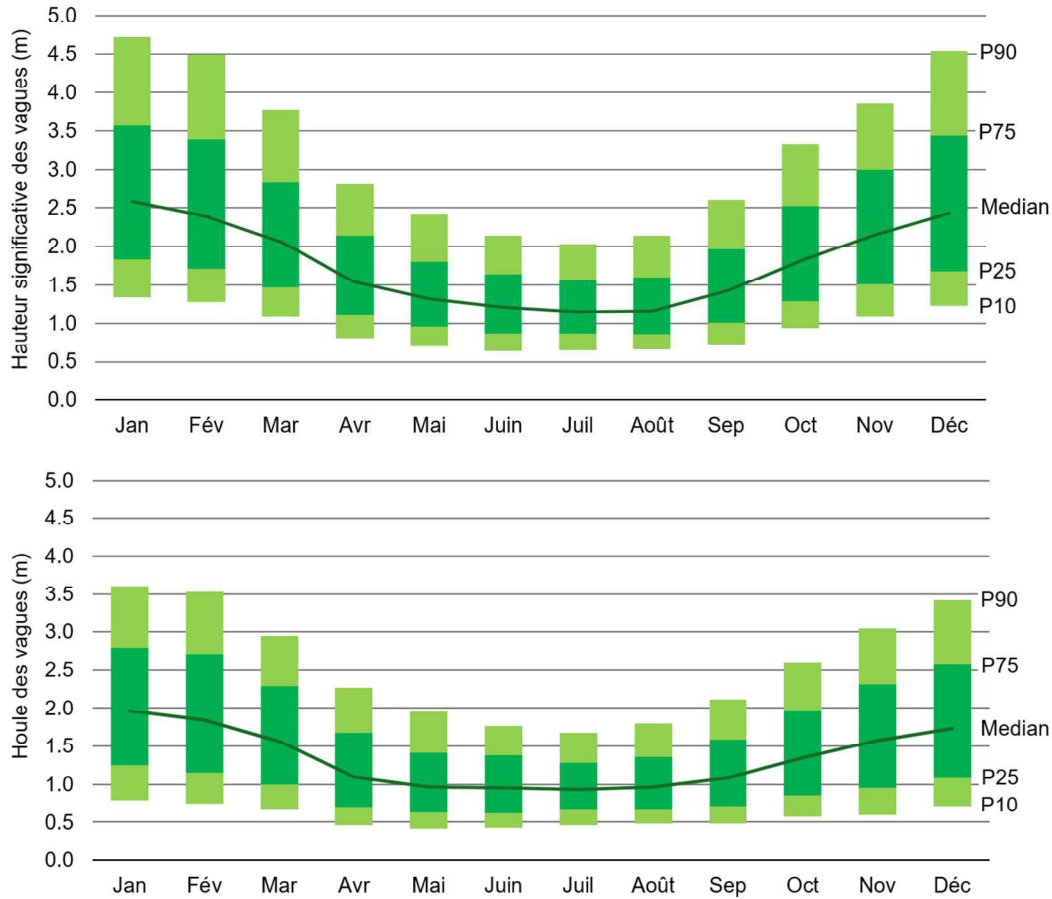


Figure 3-7 Hauteur de vague significative (en haut) et houle (en bas) dans la zone BNO

Source : Analyse des données du service marin Copernicus par DNV

Pour les analyses opérationnelles, les périodes de crête des vagues sont importantes. DNV a analysé les données du service marin Copernicus pour établir une relation entre Hs et la période de crête des vagues T_p (Figure 3-8). Des périodes d'environ 10 s sont fréquemment observées, tandis que des périodes plus courtes sont moins fréquentes. Cela confirme un régime de vagues dominé par la houle, comme le montrent également les graphiques précédents.

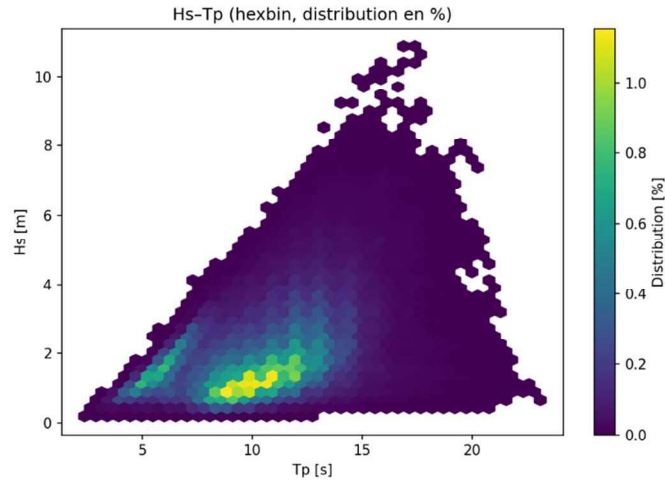


Figure 3-8 Corrélogrammes Hs - Tp pour la zone BNO

Source : Analyse des données du service marin Copernicus par DNV

3.5 Courants et marées

Le site est soumis à un régime de marée semi-diurne, avec une amplitude moyenne des marées comprise entre 7,5 et 8 m selon /5/, et une portée maximale théorique allant de 8,6 à 9,3 m, sur la base de l'analyse des données. Les courants de marée sont généralement de l'ordre de 0,5 à 1,3 m/s, avec des directions très prévisibles, suivant le cycle des marées /6/.

4 TECHNOLOGIE DE FONDATION D'ÉOLIENNES

Le choix de la technologie des fondations et des éoliennes est au cœur de la conception et de l'économie de tout projet éolien offshore. Il détermine non seulement la faisabilité technique du projet, mais aussi sa compétitivité, son empreinte environnementale et sa fiabilité à long terme. L'éolien offshore a évolué rapidement au cours des 15 dernières années, les technologies posées dominant les déploiements initiaux et les solutions flottantes émergeant pour étendre les projets en eau profonde. Cette section passe en revue les principales technologies de fondation actuellement disponibles en soulignant leurs caractéristiques, leurs avantages et leurs limites, ainsi que leur adéquation aux différentes conditions du site.

Les fondations fixes ou posées restent l'épine dorsale de l'industrie éolienne en mer d'aujourd'hui. Presque toute la capacité éolienne offshore installée dans le monde utilise des structures gravitaires (GBS), des monopieux ou des jackets. Ces solutions sont les mieux adaptées aux profondeurs faibles à moyennes, actuellement jusqu'à 60 m, où les conditions du fond marin permettent une installation rentable.

Pour les profondeurs d'eau au-delà de 60 m, où l'installation de structures posées est plus contrainte, des **fondations hybrides** ont été proposées. Elles sont actuellement au stade de la qualification conceptuelle et technologique et aucune n'a été installée ni n'est envisagée à ce jour pour de futurs projets en mer planifiés.

La majorité de la ressource éolienne en mer se trouve à des profondeurs supérieures à 60 m, où les solutions posées deviennent plus complexes. **Les fondations flottantes** étendent les parcs éoliens dans ces eaux plus profondes. Quatre grandes familles de flotteurs sont actuellement en cours de commercialisation, soit les semi-submersibles, les barges, les TLP (« tension leg platform ») et les bouées « spar ».

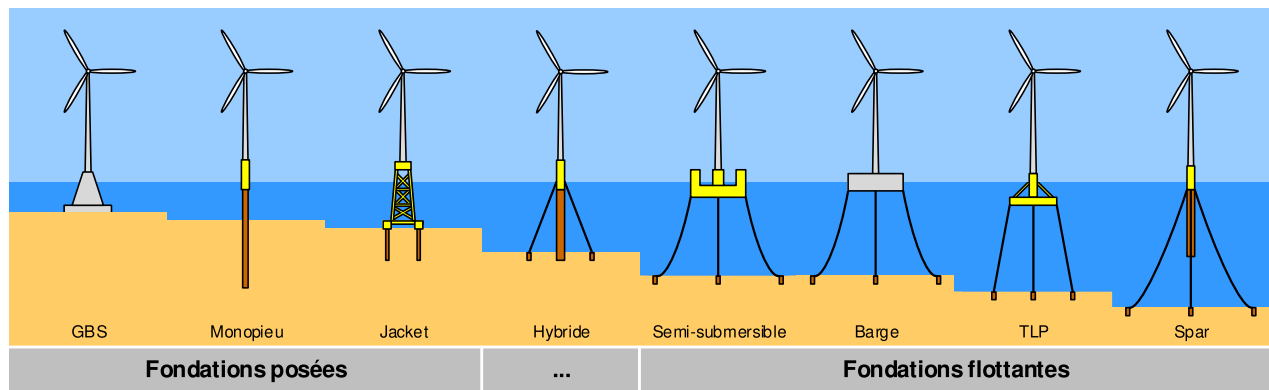


Figure 4-1 Technologie de fondation d'éoliennes en mer

Source : DNV

4.1 Fondations posées

4.1.1 Structure gravitaire (GBS)

Les structures gravitaires (« gravity based structure », GBS) sont des caissons massifs en béton posés directement sur le fond marin, stabilisés par leur propre masse. La préparation du fond marin, le nivellement et parfois le litage de gravier, est essentielle pour fournir un soutien uniforme.

Leur principal avantage est l'absence de battage de pieux, ce qui élimine le bruit sous-marin lors de l'installation et élimine les risques liés à la variabilité des conditions de sol. Ils ont également une longue durée de vie et peuvent maximiser le contenu local en mobilisant les capacités régionales de construction civile.

En revanche, les GBS sont extrêmement lourds, pesant entre 5 000 et 10 000 t dans les projets réalisés, nécessitant une infrastructure portuaire spécialisée et un déploiement offshore minutieux. Ils sont sensibles à l'affouillement autour de la base s'ils ne sont pas correctement protégés. Mieux adaptés aux profondeurs de 20 à 40 m, les GBS sont particulièrement pertinents lorsque les restrictions de bruit sont strictes ou lorsque les conditions du fond marin sont un risque identifié.

Le parc éolien offshore de Fécamp en France est une application récente des GBS dans l'éolien offshore. Le projet utilise 71 turbines Siemens Gamesa de 7 MW sur des GBS en béton, installées à des profondeurs d'eau de 25 à 30 m. Chaque fondation pèse entre 7 000 et 10 000 t et a été fabriquée au Havre avant d'être transportée sur site. Le choix de GBS à Fécamp a été principalement motivé par les conditions de sol (craie) du site.



Figure 4-2 Site de fabrication de GBS à Fécamp au Havre

Source : Bouygues, <https://www.bouygues-construction.com/en/our-achievements/fecamp-offshore-wind-farm>, consulté le 29 septembre 2025

4.1.2 Monopieu

Le monopieu est la fondation offshore la plus utilisée aujourd'hui. Il se compose d'un seul tube d'acier de grand diamètre enfoncé ou foré dans le fond marin, généralement relié à la tour de la turbine par une pièce de transition.

Les monopieux sont attrayants en raison de leur simplicité, de leur installation rapide et de leur chaîne d'approvisionnement mature. Les monopieux continuent de dominer le déploiement de l'éolien offshore, représentant environ 80 % de toutes les fondations installées dans le monde [2]. Les conceptions actuelles dépassent 10 m de diamètre et peuvent peser plus de 2 000 t ; Il a été prouvé que ces structures sont capables de supporter des turbines de 12 à 15 MW.

Leur utilisation est généralement limitée aux fonds marins relativement homogènes tels que les sables et les argiles et à des profondeurs inférieures à 50 m. Les monopieux les plus profonds actuellement en service supportent des turbines à des profondeurs d'environ 45 à 50 m, comme celles installées par le projet de East Anglia Three au Royaume-Uni. L'installation nécessite des navires spécialisés avec des grues d'une capacité nominale supérieure à 3 000 t pour les plus grandes turbines. Le battage des pieux génère un bruit sous-marin important, ce qui soulève des préoccupations

environnementales potentielles. Dans l'ensemble, les monopieux sont les plus compétitifs pour les projets situés sur le plateau continental peu profond.

Le projet Sørlige Nordsjø II, situé au large de la côte sud de la Norvège, représente le premier développement éolien offshore à grande échelle du pays. En cours de développement par Parkwind et Ingka Investment, le projet prévoit l'utilisation de fondations monopieu à des profondeurs d'eau allant jusqu'à 68 m, soit près de 20 m de plus que ce qui a été démontré dans les projets commerciaux. S'il est réalisé comme prévu, le projet pourrait avoir une capacité allant jusqu'à 1 500 MW et produire de l'électricité à partir de 2030.

La conception d'un monopieu pour les profondeurs d'eau de la zone BNO (-85 m) n'est actuellement pas considérée comme réalisable. Cela impliquerait des diamètres de monopieu supérieurs à 14 m. Bien qu'il soit possible de concevoir des installations industrielles permettant de produire des monopieux d'un grand diamètre allant jusqu'à 14 m, il n'en existe pas encore à l'heure actuelle. Le rapport diamètre/épaisseur de la paroi doit également être pris en compte, car des diamètres plus grands signifient une épaisseur plus importante. Une grande épaisseur entraîne des problèmes de soudure. Enfin, le transport et l'installation seront tous deux extrêmement difficiles. En supposant qu'il soit nécessaire de forer un trou, y installer le monopieu et de couler du béton autour des monopieux sur le site de BNO (« drill & grout », voir la section 5), la technologie associée n'est pas encore disponible compte tenu des diamètres et de la profondeur d'eau sur site et les tendances du marché ne permettent pas de conclure au développement d'une telle technologie à ce stade.



Figure 4-3 Navire de transport avec East Anglia Three fondations monopieux (profondeur d'eau 25 à 49 m)

Source : ScottishPower Renewables, <https://sustainabilitymag.com/articles/scottishpowers-enormous-foundations-for-east-anglia-wind>, consulté le 29 septembre 2025.

4.1.3 Jacket

La sous structure de type jacket est un cadre en treillis d'acier à trois ou quatre pieds ancrés dans le fond marin par des pieux battus ou des caissons d'aspiration. Sa géométrie permet une rigidité latérale élevée ce qui rend ce concept bien adapté aux conditions géotechniques et environnementales difficiles.

Une jacket typique pèse entre 1 000 et 1 500 t et peut supporter les plus grandes plates-formes d'éoliennes. Les principaux inconvénients sont une complexité de fabrication plus élevée et des temps d'installation plus longs par

rapport aux monopieux. Les jackets sont particulièrement utiles lorsque les monopieux ne sont plus efficaces, dans des fonds marins rocheux, inégaux, ou dans des régions exposées aux typhons ou à l'activité sismique. L'installation de caissons d'aspiration évite le bruit du battage des pieux et offre une alternative plus respectueuse de l'environnement lorsque les conditions du fond marin permettent leur utilisation.

Dans le secteur pétrolier et gazier, l'Europe a longtemps déployé des plates-formes jacket à des profondeurs dépassant celles observées actuellement dans l'éolien offshore. La plate-forme Fulmar A en mer du Nord britannique, installée en 1982, fonctionne par 83,5 m d'eau et est soutenue par une jacket en acier pesant environ 12 400 tonnes et supportant une charge utile de 22 000 tonnes. Plus récemment, le champ Mariner, également situé en mer du Nord britannique et mis en service en 2019, a été développé à une profondeur d'eau d'environ 100 m à l'aide d'une jacket en acier conventionnelle conçue pour supporter des installations de forage et de production lourdes. De plus, il existe des jackets en deux parties permettant une installation en eau profonde. Ces solutions permettent de limiter les problèmes de poids et de dimension de ces structures facilitant leur fabrication et installation, mais ajoute de la complexité liée à la connexion des deux parties.



Figure 4-4 Transport de jacket pour la plate-forme pétrolière Mariner A

Source : Drilling Contractor, <https://drillingcontractor.org/drilling-completions-news-2-36697>, consulté le 29 septembre 2025

En septembre 2025, RTE a attribué à Eiffage, par l'intermédiaire de Smulders, le contrat portant sur trois sous-stations pour relier les projets flottants AO5, AO6 et AO9 en France¹. Chaque sous-station aura une capacité de 750 MW, un poids (dans l'air) d'environ 5 000 t et des fondations jacket. Les jackets mesureront 115 m de haut, 25 m de large et 35 m de long pour le projet AO5 en Bretagne, et environ 110 m de haut, 45 m de large et 50 m de long pour les deux projets méditerranéens.

Ces solutions de raccordement au réseau électrique et de production pétrolière avec des jackets uniques diffèrent sensiblement des projets d'éoliennes. Les structures des éoliennes doivent résister à des moments beaucoup plus élevés provenant de la nacelle de l'éolienne, traversant la structure jusqu'à la connexion au fond marin. En plus, elles nécessitant une fabrication et une installation en série. Comme il est présenté dans la section 5, on peut par exemple se

¹ <https://www.smulders.com/en/news-and-media/news/eiffage-through-smulders-has-been-awarded-the-contract-for-three-substations-france/>, consulté le 07 oct. 2025

permettre d'attendre une fenêtre météorologique favorable dans le cas d'une installation unique ce qui n'est plus possible pour l'installation de plusieurs dizaines d'éoliennes. La référence actuelle de l'industrie éolienne offshore est le projet Seagreen en Écosse, dont la construction en mer a commencé en 2021 et est devenu pleinement opérationnel en 2023. À Seagreen, des jackets à godet d'aspiration de 2 000 t ont été installées à 59 m de profondeur pour soutenir des turbines de 10 MW. En Asie, un projet en eau profonde, Hai Long à Taïwan, présente une profondeur d'eau allant jusqu'à 55 m et a installé des turbines de 14 MW sur des fondations en jacket. Il devrait commencer à produire de l'électricité en 2026.

4.1.4 Futur développement des fondations posées

L'éolien offshore posé sur le fond marin est typiquement établi à des profondeurs d'eau allant jusqu'à 40 m, mais certains projets ont été installés à des profondeurs entre 40 et 50 mètres. Quelques projets au Royaume-Uni, aux États-Unis et à Taiwan ont testés les profondeurs entre 50 et 60 m (cf. Table 4-1). Pour ces profondeurs d'eau jusqu'à 60 m, les capacités de conception, de fabrication et d'installation des sous-structures sont disponibles aujourd'hui.

Table 4-1 Projets éoliens posés construits ou en construction, profondeur d'eau supérieure à 50 m

Projet	Pays	Puissance installé (MW)	Type de fondations	Profondeur max. (m)
Hornsea Three	Royaume Uni	2 955	Monopieu	50
East Anglia Three	Royaume Uni	1 400	Monopieu	52
Moray West	Royaume Uni	882	Monopieu	54
Moray East	Royaume Uni	950	Jacket	54
Near na Gaoithe	Royaume Uni	448	Jacket	55
Formosa 2	Taiwan	376	Jacket	55
Hai Long 3	Taiwan	512	Jacket	55
Beatrice	Royaume Uni	588	Jacket	56
Sunrise Wind	USA	924	Monopieu	56
Inch Cape	Royaume Uni	1 080	Monopieu	59
Seagreen	Royaume Uni	1 140	Jacket	59

Source : TGS 4C Offshore base de données, consulté le 29 octobre 2025, et information publique disponible

Compte tenu de la taille des zones plus profondes de l'Écosse et de la Norvège, par exemple, il y a un intérêt croissant pour pousser les solutions posées au-delà de 60 m. Des trois solutions principales, les jackets sont les plus susceptibles d'être démontrées à plus de 60 m de profondeur. Les solutions hybrides constituent une solution alternative, voir la section 4.2.

En Europe, le marché de l'éolien offshore posé en eau profonde est actuellement petit, le tableau présenté en Appendice E montre un total de 9 projets ou zones de développement en Europe n'ayant pas indiqué la nature flottante de leurs fondations et ayant une profondeur maximum supérieure à 70 m. Les perspectives de projets posés dans des profondeurs d'eau similaire à BNO sont donc très limitées en nombre et incertaines ce qui limite les investissements pour des outils (navires, grues, etc.) nécessaires à leur construction. La chaîne d'approvisionnement existante n'est pas encore prête pour la fabrication et l'installation en série de ces structures en eau profonde (70 m à 100 m). De plus, les navires nécessaires à l'installation des éoliennes sur ces structures constituent un facteur limitatif clé, voir la section 5.4. Prises ensemble, ces limites rendent très improbables les perspectives d'utilisation de fondations posées dans la zone BNO dans le courant des années 2030.

4.2 Fondations hybrides

Des concepts hybrides de sous-structure ont été proposés pour des profondeurs d'eau >60 m, ce qui n'est actuellement pas réalisable pour les monopieux. Ces concepts constituent une structure posée élançée soutenue par des systèmes de fils supplémentaires fixés au fond marin (Figure 4-5).



Figure 4-5 Plateforme FTLP+ (à gauche), plateforme FRP (à droite)

Source : OSI Renewables (à gauche), Entrion Wind (à droite)

Ces concepts sont encore au stade de la qualification (TRL / NMT 4 à 6). Ils n'ont pas encore été testés en mer, mais représentent des alternatives potentielles à la profondeur de l'eau et aux défis de construction.

- **OSI Renewables** développe une solution hybride modulaire combinant béton et acier, nommée FTLP+, conçue pour la préfabrication à grande échelle et l'assemblage simplifié dans une gamme d'installations portuaires. Cette approche vise à réduire les contraintes logistiques et à maximiser le contenu local, même si elle doit encore être validée.
- **Entrion Wind** poursuit également une conception hybride, nommée FRP (« fully restrained platform »), optimisée pour les infrastructures portuaires existantes et conçue pour minimiser les coûts de transport et d'installation grâce à un assemblage simplifié et à un faible tirant d'eau.

Compte tenu du stade de développement de ces fondations hybrides, elles ne peuvent pas être raisonnablement considérées comme des solutions de fondations pour le parc de BNO.

4.3 Fondations flottantes

4.3.1 Semi-submersible

Le semi-submersible se compose de trois colonnes flottantes ou plus reliées par des poutres. La stabilité provient de la flottabilité distribuée. Comme le flotteur a généralement un faible tirant d'eau, cela permet au flotteur et à l'éolienne d'être entièrement assemblés au port et remorqués ensemble sur le site, minimisant ainsi les activités en mer.

Les semi-submersibles pèsent de 3 000 à 5 000 t et sont généralement déployés à des profondeurs d'eau supérieures à 60 m. Il a déjà été démontré qu'ils peuvent accueillir des turbines d'une taille d'au moins 10 MW, mais qu'ils peuvent être mis à l'échelle pour des turbines plus grandes. À ce jour, la plupart des semi-submersibles ont été fabriqués en acier, en petite série, par exemple trois flotteurs, réalisées en Europe. Pour les projets de plus grande envergure, les développeurs supposent fréquemment une préfabrication partielle en Asie et un assemblage final du flotteur à proximité du site du projet. Des conceptions en béton ont également été proposées, offrant des opportunités intéressantes d'augmentation du contenu local des projets grâce à une moindre exigence en main-d'œuvre spécialisée et en équipements.

L'un des inconvénients du concept semi-submersible est la large empreinte du fond marin de son système d'amarrage, qui peut interférer avec les activités de pêche ou les infrastructures sous-marines. Malgré cela, les semi-submersibles sont le concept flottant le plus avancé, avec des projets commerciaux en Europe et en Asie prouvant leur évolutivité.

Le parc éolien offshore de Kincardine en Écosse, mis en service en 2021, en est un exemple de premier plan. D'une capacité de 50 MW, il se compose de cinq turbines Vestas V164-9.5 MW montées sur des flotteurs semi-submersibles à des profondeurs d'eau de 60 à 80 m. Kincardine est l'un des plus grands parcs éoliens flottants actuellement en exploitation commerciale et illustre comment la technologie semi-submersible peut être déployée à grande échelle.



Figure 4-6 Remorquage d'un flotteur vers le parc éolien offshore de Kincardine

Source : Principle Power, <https://starconcord.com.sg/worlds-largest-floating-wind-farm-fully-operational-off-scotland/>, consulté le 29 septembre 2025.

4.3.2 Barge

Les barges ont une grande surface de plan d'eau et atteignent la stabilité grâce à la flottabilité distribuée. Généralement, ces barges ont une forme rectangulaire. Les plates-formes de barge utilisent généralement un système d'amarrage comme les semi-submersible pour le maintien en position de l'éolienne.

Floatgen, installée dans l'Atlantique au large du Croisic (France) à environ 33 m de profondeur d'eau depuis 2018, a été la première barge à être basée sur la technologie « damping pool » développée par BW Ideol. Il se compose d'une plate-forme en béton avec une cavité centrale (plus généralement connue sous le nom de « moon pool ») conçue pour amortir les mouvements des vagues (Figure 4-7). Equipé d'une turbine de 2 MW, ce démonstrateur a validé la faisabilité

d'une construction en béton à fort contenu local et a montré de bonnes performances opérationnelles. Des versions avec flotteur en acier ont également été déployées, par exemple dans le cadre du projet EolMed en France.

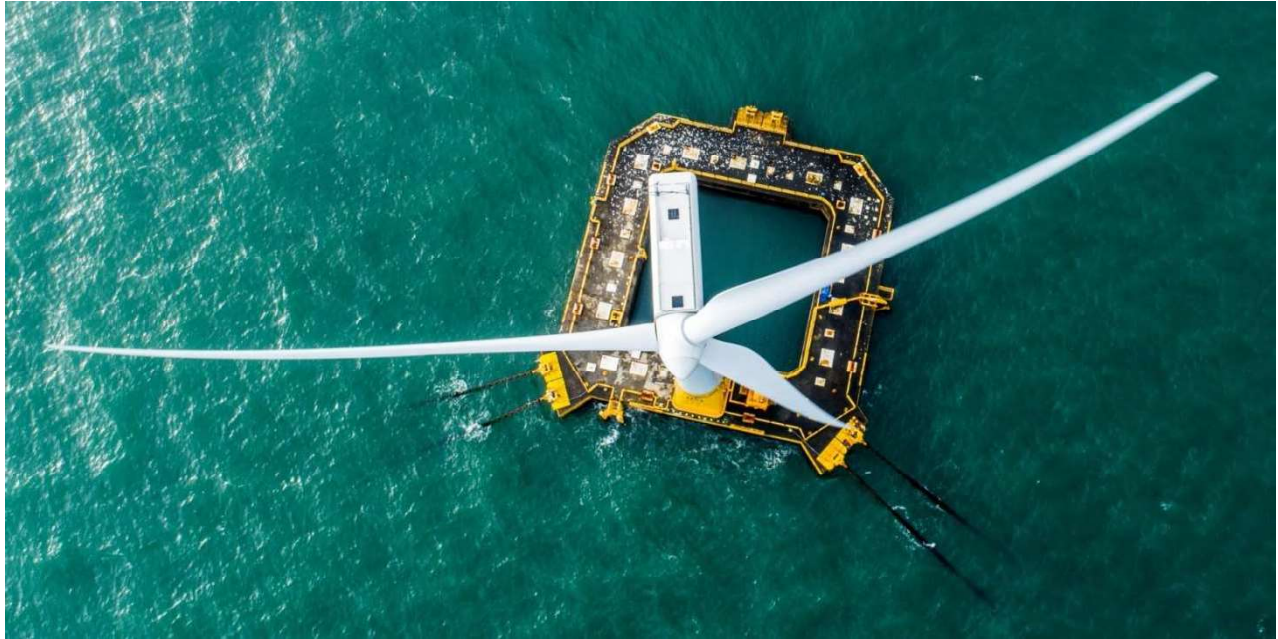


Figure 4-7 Flotteur BW Ideol « Damping Pool » en fonctionnement

Source : V. Joncheray / BW Ideol, <https://bw-group.com/our-businesses/bw-ideol/>, consulté le 29 septembre 2025

4.3.3 Tension Leg Platform (TLP)

Les TLP (« tension leg platform ») ou « plateforme à jambes tendues » en français sont ancrés au fond marin à l'aide de câbles tendus et précontraints verticalement. Cette configuration réduit considérablement les mouvements, offrant une stabilité presque parfaite avec un tirant d'eau en opération autour de 30 m. La technologie TLP est considérée comme éprouvée dans le secteur pétrolier et gazier.

Les avantages des TLP comprennent des charges dynamiques réduites sur les turbines et les câbles et une faible empreinte au sol marin. Cependant, ces technologies de fondation sont techniquement complexes à installer, nécessitant une précontrainte précise des câbles (un défi lorsqu'il y a des variations de marée), elles nécessitent une attention particulière lors du remorquage à cause de la stabilité de l'ensemble flotteur/éolienne et restent au stade pilote dans le secteur de l'éolien offshore.

Un des premiers exemples est celui d'un démonstrateur déployé au large des côtes japonaises de Fukushima en 2013. Ce projet a testé une turbine de 2 MW montée sur un TLP à 120 m de profondeur d'eau. Bien que de petite taille, il a fourni des informations essentielles sur le pré-tensionnement du système d'ancrage et la stabilité des flotteurs. Plus récemment, le projet Provence Grand Large (France), aujourd'hui opérationnel avec trois turbines de 8,4 MW sur flotteurs TLP inclinés, représente la première application pré-commerciale de la technologie TLP (Figure 4-8).



Figure 4-8 Provence Grand Large flotteur quitte Port-Saint-Louis-du-Rhône

Source : EDF Power Solutions, <https://france.edf-powersolutions.com/en/provence-grand-large-prend-le-large/>, consulté le 29 septembre 2025

4.3.4 Spar

La bouée spar est un cylindre flottant à fort tirant d'eau, stabilisé par un lourd ballast au fond. Ses performances opérationnelles sont excellentes, avec des mouvements minimes même dans des conditions de mer difficiles, ce qui en fait l'une des solutions flottantes les plus robustes.

Le cylindre des spars dépasse 100 m de longueur, avec des tirants d'eau supérieurs à 70 m. Cela nécessite des ports en eau profonde pour l'assemblage et le lancement, ce qui limite leur applicabilité géographique à des régions telles que la Norvège. Les spars ne conviennent qu'aux eaux plus profondes avec généralement plus de 100 m de profondeur.

Le projet Hywind Scotland, mis en service en 2017, en est un exemple phare. Située au large de Peterhead, elle déploie cinq turbines Siemens Gamesa de 6 MW sur flotteurs spars à des profondeurs d'eau de 95 à 120 m, pour une capacité totale de 30 MW. Hywind Scotland a été le premier parc éolien flottant commercial au monde et a toujours signalé des facteurs de capacité très élevés (>50 %). Sur cette base, Hywind Tampen, en Norvège, a installé 11 flotteurs de type spar d'une capacité combinée de 94,6 MW pour alimenter directement les plates-formes pétrolières et gazières offshore à des profondeurs d'eau d'environ 260 à 300 m.

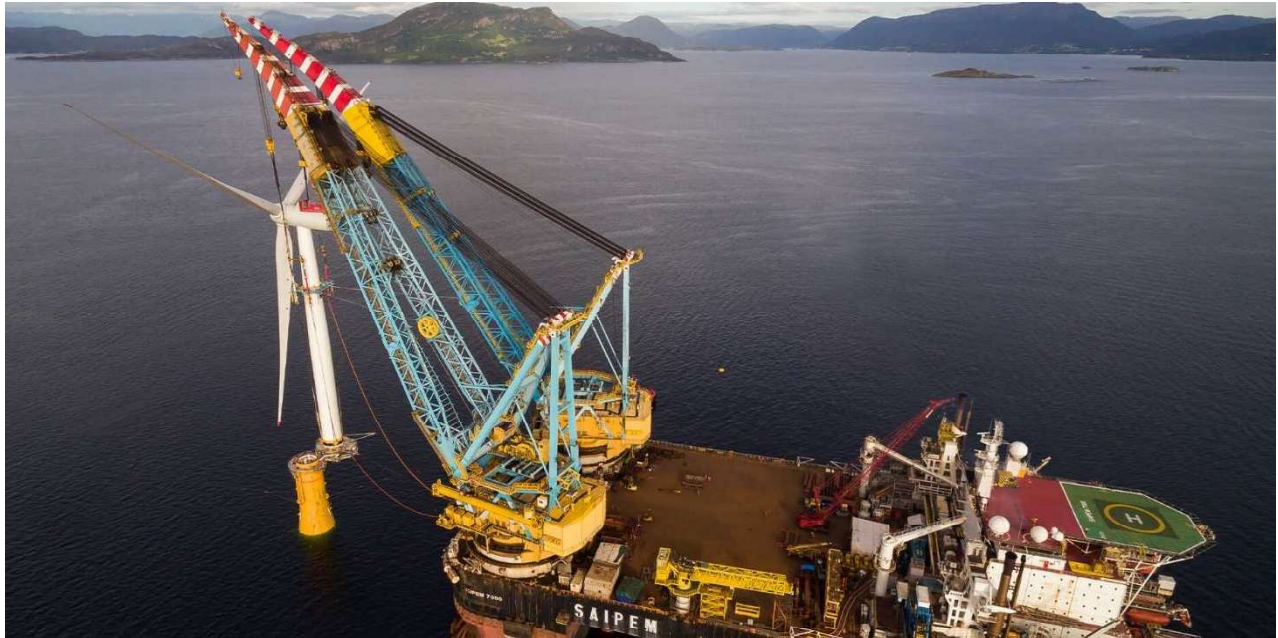


Figure 4-9 Accouplement turbine-flotteur Hywind Scotland à l'aide du navire Saipem 7000

Source : Saipem, <https://www.saipem.com/en/saipem-worldwide-projects/hywind-floating-wind-turbines>, consulté le 29 septembre 2025

4.3.5 Futurs développements des fondations flottantes

D'autres concepts flottants utilisent des caractéristiques des familles de flotteurs établies (semi-submersible, barge, TLP, spar) dans le but d'améliorer l'évolutivité de ces concepts vers des éoliennes plus grandes ou des conditions de mer plus difficiles ou encore afin de faciliter la construction et le transport des flotteurs. Les conceptions actuelles comprennent des spars modulaires en treillis avec amortissement intégré, des flotteurs en béton à double coque et des concepts à deux rotors (Figure 4-10).



Figure 4-10 TetraSpar (à gauche), DemoSATH (au centre), OceanX (à droite)

Sources : Stiesdal (à gauche), SAITEC (au centre), Ming Yang Smart Energy (à droite)

L'objectif de ces concepts alternatifs est de permettre la préfabrication à grande échelle à terre et de réduire les coûts en simplifiant les opérations offshore. Ces concepts peuvent utiliser du béton afin de faciliter le « contenu local » et de réduire les coûts des matériaux. Plusieurs concepts ont déjà atteint le stade du démonstrateur, fournissant un

intéressant retour d'expérience opérationnel. Leur état peut être indiqué par le niveau de maturité technologique (NMT ou TRL), qui se situerait entre 7 et 8 sur une échelle de 1 à 9 (cf. Appendice C).

- **TetraSpar**, installé en 2021 en Norvège, est doté d'une structure modulaire en acier tubulaire assemblée à terre et remorquée sur le site. Son architecture est conçue pour réduire drastiquement les coûts de fabrication et d'installation.
- **DemoSATH**, mis en service en 2023 en Espagne, utilise une structure en béton précontraint à double coque, ancrée par un système d'amarrage à point unique qui permet à la plate-forme de s'aligner naturellement avec le vent et les vagues dominants. Équipé d'une turbine de 2 MW, ce projet fonctionne à une profondeur d'environ 85 m et se concentre sur la collecte de données structurelles et environnementales.
- **OceanX**, développé à l'origine en Europe et surnommé Nezy2, a été testé en tant que modèle à l'échelle 1:10 par EnBW et Aerodyn. Ming Yang Smart Energy a installé une version grandeur nature avec 2 turbines de 8,3 MW au parc éolien offshore de Qingzhou IV, dans le sud de la Chine, en 2024.

4.4 Résumé

Le Table 4-2 fournit un résumé de l'état général des structures de support de l'éolien en mer abordées dans la section précédente.

Les technologies de fondation listées ci-dessous font l'objet d'importantes limites rendant leur utilisation sur la zone BNO peu envisageables, pour les raisons suivantes :

- **GBS** : Les caractéristiques de la zone BNO conduiraient à des structures extrêmement volumineuses, difficiles à fabriquer et à installer.
- **Monopieu** : Compte tenu de la taille des turbines (15 à 18 MW) et de la profondeur d'eau supérieure à 80 m, la fabrication et l'installation des monopieux correspondants ne sont actuellement pas réalisables.
- **Jacket** : Une structure de type jacket serait réalisable pour les conditions sur le site BNO. Cependant, il n'existe actuellement aucun navire autoélévateur disposant d'une longueur de jambe suffisante pour installer les turbines sur la fondation (cf. section 5.4).
- **Hybride** : Compte tenu du stade de développement de ces fondations hybrides sans démonstration à grande échelle, elles ne peuvent pas être raisonnablement considérées comme des solutions pour le parc de BNO.
- **Spar** : Bien qu'une bouée spar ait été démontrée à moins de 100 m de profondeur, cela concernait une turbine de plus petite taille. Compte tenu des tailles de turbines présentées, la taille requise de la bouée spar ne serait pas compatible avec la profondeur d'eau de la zone BNO.

Table 4-2 Comparaison des structures de support WTG

Technologie	Profondeur d'eau démontrée	Taille WTG démontrée	NMT / TRL	Avantages	Inconvénients
GBS (posé)	Jusqu'à 30 m	Jusqu'à 7 MW	9	Conception robuste pour des profondeurs d'eau plus faibles, fabrication localisée possible	Très grande masse ; nécessite une préparation du sol (bien que limité pour le site BNO)
Monopieu (posé)	Jusqu'à 50 m	Jusqu'à 15 MW	9	Conception simple, installation rapide	Fabrication et installation ne sont actuellement pas réalisables pour des profondeurs d'eau >60 m
Jacket (posé)	Jusqu'à 60 m	Jusqu'à 10 MW	9	Conception réalisable pour les eaux plus profondes et les conditions de sol difficiles	Fabrication complexe, navires d'installation limité
Hybride (posé / flottant)	- (≥ 60 m visés)	- (≥ 15 MW visés)	4 ... 6	Potential d'atteindre des eaux plus profondes	Aucun projet de démonstration à ce jour, incertitude sur le développement futur de ces technologies
Semi-submersible (flottant)	60 ... 100 m	Jusqu'à 10 MW ²	9	Conceptions matures, des performances opérationnelles éprouvées	Grande structure, fiabilité du système d'amarrage
Barge (flottant)	30 ³ ... 60 m	Jusqu'à 10 MW	9	Plus compact que les semi-submersibles, fabrication localisée possible	Moins stable que les semi-submersibles, fiabilité du système d'amarrage
TLP (flottant)	90 ⁴ ... 120 m	Jusqu'à 8,4 MW	8 ⁵	Stabilité de fonctionnement	Grande structure, système des tendons complexe, installation complexe
Spar (flottant)	90 ⁶ ... 300 m	Jusqu'à 8,6 MW	9	Conception simple, stabilité de fonctionnement	Convient uniquement pour les eaux profondes, fiabilité du système d'amarrage

Source : DNV, diverses références internet

Les structures de support des éoliennes jugées réalisables pour la zone BNO, du point de vue de la conception et de la fabrication, ont été évaluées plus en détail en termes de taille et de poids potentiels (Table 4-3). Un cas de référence, avec une profondeur d'eau de 50 m et une turbine de 15 MW, est inclus afin de permettre une comparaison avec des profondeurs d'eau typiques.

Pour les structures posées, les monopieux sont inclus à titre de référence (cas de profondeur de 50 m), tandis que les GBS et les jackets sont potentiellement réalisables sur le site de BNO. Concernant les structures flottantes, les semi-submersibles et les TLP sont inclus. Les barges rencontrent des défis similaires à ceux des semi-submersibles, mais sont plus sensibles à la charge des vagues. Leurs dimensions n'ont pas été évaluées, bien qu'elles puissent être plus compactes que celles des semi-submersibles. La technologie spar n'est pas considérée comme réalisable en raison du manque de ports en eau profonde à proximité du site et de la faible profondeur d'eau relativement à la taille des turbines considérées.

² Éolienne de 16 MW installée sur un flotteur en Chine en octobre 2025, <https://www.windpowermonthly.com/article/1934664/goldwind-achieves-huge-leap-16mw-wind-turbine-installed-floating-platform>, consulté le 08 octobre 2025

³ Floatgen projet, SEM-REV site de test, France, 1 x 2 MW éolienne, 2018

⁴ PGL projet, France, 3 x 8,4 MW éoliennes, 2025

⁵ À ce jour, démontré uniquement dans le cadre d'un projet pilote (PGL, France) ; la conception pour le site BNO serait différente (flotteurs, tendons, ancrages)

⁶ Hywind Scotland projet, UK, 5 x 6 MW éoliennes, 95 ... 120 m profondeur d'eau, 2017

Table 4-3 Exemple de dimensionnement des fondations pour le site de BNO avec des turbines de 15 à 18 MW

Technologie	50 m (cas de référence)		85 m (cas BNO)		Commentaires
	Taille	Poids	Taille	Poids	
GBS (posé)	Hauteur ~75 m Diamètre de base 55 m	~45 000 t (>50 % sable/gravier ballast)	Hauteur ~110 m Diamètre de base 62 m	~70 000 t (>50 % sable/gravier ballast)	Trop grand pour une fabrication en série
Monopieu (posé)	Diamètre 12,5 m Longueur monopieu (foré) 80 m Longueur TP 35 m	3 700 ... 3 900 t	Pas de fabrication possible		Jugé impossible à fabriquer pour une profondeur d'eau de 85 m
Jacket (posé)	Hauteur ~75 m Empreinte au sol de 30 x 30 m Pieux (foré) 2,4 m de diamètre x 26 m de longueur	Jacket 1 500 ... 1 700 t Pieux ~500 t	Hauteur ~110 m Empreinte au sol de 35 x 35 m Pieux (foré) 2,6 m de diamètre x 26 m de longueur	Jacket 2 200 ... 2 400 t Pieux ~500 t	Défis de fabrication et d'installation dues à la taille
Hybride (posé / flottant)	Non évalué		Non évalué		En attente des essais à grande échelle du prototype
Semi-submersible (flottant)	Structure du flotteur similaire au cas de 85 m, mais système d'ancrage plus solide		Largeur ~100 m (acier), ~90 m (béton) Rayon des lignes d'ancrage au sol 700 ... 1 000 m	3 500 ... 4 000 t (acier) 15 000 ... 20 000 t (béton) Système d'ancrage non-inclus	Possibilité de préfabrication hors Europe avec un assemblage final proche du site
Barge (flottant)	Non évalué		Non évalué		Défis similaires à ceux des semi-submersibles
TLP (flottant)	Structure similaire au cas de 85 m, mais système d'ancrage difficile à adapter à la faible profondeur d'eau		Largeur 90 ... 100 m Rayon des lignes d'ancrage au sol 60 ... 70 m	Flotteur ~5 000 t Système d'ancrage non-inclus	Possibilité de préfabrication hors Europe avec un assemblage final proche du site
Spar (flottant)	Non réalisable pour une profondeur d'eau de 50 m		Non réalisable pour une profondeur d'eau de 85 m		Impossible en raison de la profondeur de l'eau à BNO

Source : DNV

5 MÉTHODOLOGIES D'INSTALLATION

5.1 Installation des fondations posées

La construction des sous-structures de l'éolien offshore posé suit généralement l'une des trois approches suivantes : GBS, monopieux ou jackets. La sélection finale est régie par la profondeur de l'eau, les conditions du sol, les dimensions et poids des composants, les contraintes environnementales et la logistique portuaire. Pour toutes ces approches, le maintien en position sur le site durant l'installation est assuré soit par des navires autoélévateurs (« jack-up vessel »), soit par des navires-grues flottants à positionnement dynamique (DP) et des navires-grues semi-submersibles (« semi-submersible crane vessel », SSCV). Les navires flottants ont l'avantage de diminuer drastiquement le temps de positionnement du navire en place et ainsi diminuer le temps de repositionnement entre les emplacements des éoliennes, au prix de la contrainte de fenêtres météorologiques plus strictes.

Chaque approche présente des facteurs de productivité et des risques distincts. Des fondations de type GBS diminuent significativement la durée des opérations en mer, mais augmente la sensibilité du calendrier au travaux à terre : fabrication de la structure et préparation au lancement. En mer, les structures GBS nécessitent l'achèvement de la préparation du fond marin. Les monopieux permettent les cadences d'installation les plus élevées lorsque le battage est possible et que des moyens de contrôles du bruit de battage sont prévus ; les travaux de forages éventuels (terrain durs) tempèrent cet avantage à cause de la durée de ces travaux en mer. Les travaux d'installation des jackets sont contrôlés par la durée d'installation des pieux de maintien (battage ou forage) et la logistique de levage des jackets ; les campagnes d'installation utilisant un navire secondaire d'alimentation en pieu et jacket réduisent le temps d'inactivité des grues, mais ajoutent des interfaces offshore (opérations de levages entre 2 navires) qui doivent être désignées pour des conditions météo-océanique spécifiques.

Dans tous les cas, la méthodologie finale et la sélection du navire doivent être validées en considérant l'ensemble des données géotechniques du projet, aux dimensions et poids de conception, aux contraintes HSE et aux moyens et méthodes spécifiques au contracteur en charge de l'installation.

5.1.1 Installation des fondations GBS

Les unités GBS sont fabriquées à quai dans un port adapté. Elles peuvent être mises à l'eau via une cale sèche, un ascenseur à bateaux ou une barge submersible, puis remorquées à flot jusqu'au site à l'aide de remorqueurs équipés pour la manutention d'ancrage, et positionnées par ballastage contrôlé. Elles peuvent également être transportées par des navires de transport (barge) et installées à l'aide d'un navire grue (cf. Figure 5-1). Le nivellement du fond marin, le placement des roches et les mesures de lutte contre l'affouillement sont désignés pour obtenir une stabilité de la structure à long terme. Le succès du GBS nécessite de confirmer tôt dans le projet la disponibilité de l'empreinte nécessaire à quai, la capacité de lancement disponible au port et les corridors potentiels avec un grand tirant d'eau permettant le remorquage du port vers le site d'installation.



Figure 5-1 Installation de la fondation GBS de Fécamp avec Sleipnir SSCV

Source : Heerema Marine Contractors, <https://www.facebook.com/heeremamarinecontractors/posts/now-that-the-edf-f%C3%A9camp-offshore-wind-farm-is-officially-producing-energy-for-no/958196226093511/>, consulté le 29 septembre 2025

5.1.2 Installation des monopieux

Les monopieux sont normalement transportés horizontalement et installés dans une séquence de pose sur le sol et de battage ou de forage et pose. Le navire d'installation établit la station soit par l'installation de jambes, soit par positionnement dynamique (DP). Le monopieu est soulevé du pont, renversé en position verticale à l'aide d'un outil de retournement et d'une charnière dédiée, et installé dans un cadre de pieu qui maintient la verticalité dans les limites de tolérance tout en s'adaptant aux vagues et au courant. La pénétration initiale du monopieu est souvent obtenue sous le poids du monopieu. Une séquence de vibrofonçage permet ensuite de réduire le risque de mouvement du monopieu lorsque le marteau à percussion est posé. Un marteau à percussion hydraulique termine ensuite l'enfoncement jusqu'à la pénétration ciblée. Lorsque la réglementation l'exige, le bruit sous-marin généré par ces travaux de battage est diminué à l'aide de rideaux de bulles, d'amortisseurs hydro-sonores ou d'une mesure d'atténuation équivalente. Une procédure de démarrage progressif des travaux de battage peut permettre aussi de diminuer l'impact de ces travaux. Dans le cas où les conditions de sol ne permettent pas de battre les monopieux (substrat rocheux peu profond), des travaux de forage du trou d'installation (ou séquences de forage-entraînement) remplacent le battage conventionnel, redéfinissant le chemin critique du projet vers le temps de forage et la fiabilité de l'outillage.

Des pièces de transition (TP) peuvent être installées en mer après le battage des monopieux pour corriger la verticalité résiduelle et transporter des pièces secondaires (échelle d'accès par exemple), ou elles peuvent être assemblées à terre directement sur le monopieu (« TP-less concept »). La protection contre l'affouillement et des campagnes de contrôle des travaux (« as-built survey ») ferment le cycle d'installation. Pour certains projets, il a été démontré que le remorquage de monopieux scellés (remorquage flottant « embouté ») est une variante viable de transport des monopieux du lieu de construction vers le site, réduisant la dépendance à l'égard des grands navires de transport (barges), mais imposant des contrôles rigoureux de la flottabilité et de la manutention.



Figure 5-2 Soulèvement de monopieux à Arcadis Ost 1 (110 m de long, 9,5 m de diamètre, 2 100 t de poids)
 Source : Parkwind / DEME Offshore, <https://parkwind.eu/news/first-arcadis-ost-1-monopile-installed>, consulté le 29 septembre 2025

5.1.3 Installation des jackets

Les jackets sont typiquement maintenues en place par des pieux (« pin-piles »). Ces pieux peuvent être installés avant la structure jacket à l'aide d'un gabarit ou après la mise en place de la structure jacket. L'installation de la structure jacket se déroule donc en deux phases principales : l'installation des pieux et le levage et le réglage de la structure jacket. Dans le cas d'une pré-installation des pieux, un gabarit nivelé hydrauliquement est d'abord placé sur le fond pour contrôler la géométrie (voir Figure 5-3). Les pieux sont ensuite enfoncés (soit au travers des jambes de la structure jacket ou pré-installés dans un gabarit) ou forés en profondeur, le vibrofonçage étant souvent utilisé pour stabiliser les pieux dans le gabarit avant le battage. Les pieux sont généralement utilisés dans les sables denses, les argiles rigides ou les sols stratifiés où les monopieux deviennent impraticables en raison des limites de diamètre ou de maniabilité. Les navires autoélevateurs fournissent une plate-forme immobile pour le pieu et la durée du joint de béton entre le pieu et la structure jacket, tandis que les navires de transport lourd DP et les SSCV peuvent accélérer les déplacements et éviter l'interaction avec le fond marin. Une fois les pieux installés, les structures sont transportées (Figure 5-4), soit par le navire d'installation lui-même (stratégie de « shuttling » ou navette) ou alimentés sur site par des barges ou des navires de transport lourd (stratégie de « feeder » ou d'alimentation). La structure jacket est ensuite soulevée verticalement, alignée sur les pieux, abaissée à l'élévation finale et jointée à l'aide d'un béton (« grouting ») ou de connexions mécaniques. Des processus de contrôle de la qualité strictes sont appliqués afin de s'assurer du respect des tolérances et la résistance du joint. Il convient de noter que plus la structure jacket est grande et lourde, plus le nombre de navires capable d'installer la structure (capacité du navire et/ou de sa grue) diminue.



Figure 5-3 Abaissement du gabarit de pré-empilage

Source : Seatools, <https://www.seatools.com/projects/pre-piling-template-pit/>, consulté le 29 septembre 2025



Figure 5-4 Transport des structures jacket pour le parc éolien offshore de Moray East

Source : TWD, <https://twd.nl/projects/jacket-seafastening-moray-east-owf/>, consulté le 29 septembre 2025

Les structures jackets à godets d'aspiration (« suction bucket »), comme illustré à la Figure 5-5, représentent une alternative qui supprime le recours aux pieux et réduit le bruit sous-marin. Elles sont particulièrement adaptées aux sols cohésifs tendres à moyennement fermes (comme les argiles et les argiles limoneuses), ou aux sables denses présentant une perméabilité suffisante, où l'aspiration peut être appliquée efficacement pour permettre la pénétration et atteindre la capacité portante requise. Ces fondations sont moins adaptées aux argiles très rigides, aux sols stratifiés à faible perméabilité ou aux fonds marins rocheux, car ces conditions peuvent empêcher une pénétration complète ou

créer des problèmes d'étanchéité. L'installation implique la pose de la structure jacket directement sur le fond, le pompage pour créer une différence de pression et la réalisation d'essais de charge pour confirmer la capacité. Bien que les jackets à godet d'aspiration puissent réduire considérablement la durée des travaux en mer, leur faisabilité dépend d'une évaluation géotechnique détaillée et d'un contrôle strict des tolérances d'installation.



Figure 5-5 Chargement des jackets de godets d'aspiration du projet Seagreen sur des barges de transport

Source : Heavy Lift, <https://www.heavyliftpf.com/projects/ring-crane-solution-expedites-seagreen-project/22974.article>, consulté le 29 septembre 2025

5.2 Installation des fondations flottantes

Les travaux d'installation des flotteurs impliquent principalement l'installation du système d'ancrage. Ces systèmes d'ancrage assurent la stabilité du flotteur et maintiennent sa position sous la pression du vent, des vagues et des courants. Le choix du type d'ancrage dépend principalement des conditions du sol, mais aussi de la logistique d'installation, des contraintes environnementales et du coût. La gamme d'options d'ancrage disponibles est illustrée dans la Figure 5-6 et brièvement discutée ci-dessous.

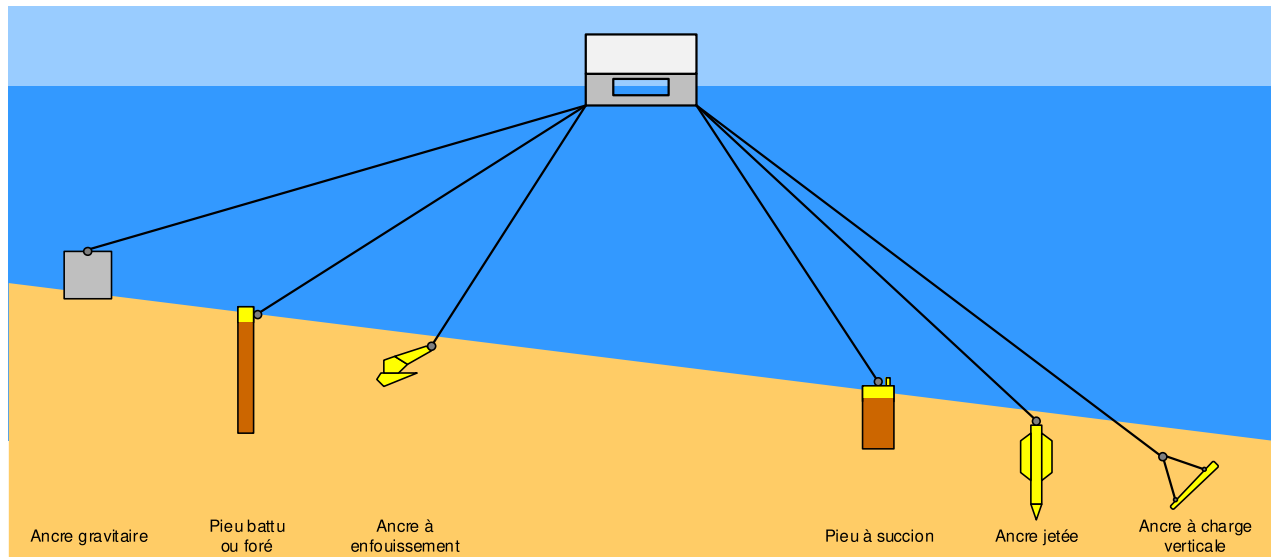


Figure 5-6 Options d'ancrage pour les plates-formes flottantes

Source : DNV, adapté de Vryhof « Le guide de l'ancrage »

- **Les ancrs gravitaires (à poids mort)** offrent une capacité de rétention par leur poids et en partie par frottement avec le fond marin.
- **Les pieux battus** ont fait leurs preuves dans les applications offshore et conviennent également aux sols cohésifs. Ils offrent une capacité de rétention robuste, mais nécessitent un équipement d'installation lourd et génèrent un bruit sous-marin important, ce qui peut être une préoccupation en raison des enjeux environnementaux. Une alternative plus polyvalente sont les **pieux forés**, qui peuvent être installés dans un plus large éventail de conditions de fond, y compris les sols plus durs ou lorsque la nature du sous-sol est variable. Ces pieux sont fiables, mais leur installation prend plus de temps et coûte plus cher.
- **Les ancrs à enfouissement par traction** (« drag embedment anchor », DEA) sont couramment utilisées dans le secteur pétrolier et gazier offshore et peuvent également être appliquées dans des projets éoliens flottants, en particulier dans les environnements rocheux altérés où l'ancre peut mobiliser une résistance importante. Leur principal avantage est leur rentabilité et leur facilité de déploiement, bien que leur applicabilité soit limitée à des conditions appropriées de fonds marins.
- **Les pieux à succion** sont particulièrement efficaces dans les sols cohésifs tels que les argiles, où la pression d'aspiration peut être maintenue pendant l'installation. Ils sont attrayants en raison de leur processus d'installation relativement silencieux, ce qui est favorable d'un point de vue environnemental, ainsi que de leur potentiel de démantèlement facile.
- **Les ancrs jetées**, qui sont installées par pénétration en chute libre dans le fond marin, sont adaptées aux sols cohésifs tels que les argiles. Leur faible coût d'installation est intéressant, mais leurs performances sont moins prévisibles dans les sols non cohésifs.
- **Les ancrs à charge verticale** (« vertical load anchor », VLA) sont conçues pour résister à des forces de soulèvement verticales importantes, offrant des avantages potentiels pour les systèmes d'amarrage tendus. Cependant, leur applicabilité dans le contexte actuel reste incertaine, car leurs performances sont très sensibles à la stratigraphie du sol et nécessitent une étude géotechnique détaillée.

Des concepts plus spécialisés ont également été développés, notamment l'ancre à plaque d'aspiration (« suction embedded plate anchor », SEPLA) pour les sols cohésifs, qui combine les caractéristiques des pieux à succion et des ancrs à charge verticale pour offrir une résistance aux charges verticales et horizontales.

Les ancres sont installées en avance des flotteurs. Pour les ancres à enfouissement, des navires spécialisés (« anchor handling vessel », AHV) sont utilisés (Figure 5-7). Les ancres gravitaires et les pieux à succion nécessitent des navires avec une grue de capacité suffisante (Figure 5-8). Les pieux, battus ou forés, utilisent des navires équipés avec les outils spécialisés dans ces installations (marteau hydraulique, manutention du pieu, etc.).



Figure 5-7 Ancre à enfouissement par traction à bord d'un navire AHV
Source : Principle Power, <https://www.principlepower.com/windfloat/advantage/installation>, consulté le 13 octobre 2025



Figure 5-8 Chargement des pieux à succion, projet Hywind Tampen, Norvège
Source : DOF Subsea, « Hywind Tampen floating wind farm installation », SUT Perth, le 05 avril 2023

Bien que les conditions du sol dans la zone BNO ne soient pas encore entièrement caractérisées, le sol relativement dur indique une utilisation probable de pieux battus (pour semi-submersible, barge) ou forés (pour tous les types de flotteurs). La possibilité d'utiliser des ancrages à enfouissement (pour semi-submersible, barge) dans certaines zones devra être confirmée par des études de sol plus détaillées.

En raison de la profondeur d'eau sur le site de BNO, la phase d'installation des systèmes d'ancrage n'est en aucun cas simple et rapide. Compte tenu de la taille du parc éolien, le nombre d'ancres peut dépasser 300 pour un projet de 1 à 1,2 GW. L'échelle industrielle, la disponibilité limitée de navires plus spécialisés et la complexité logistique des travaux entraînent un allongement de la durée d'installation et des essais de charge.

5.3 Intégration des turbines

5.3.1 Projets posés utilisant des navires autoélévateurs

Pour les GBS, monopieux et les jackets, les turbines sont généralement assemblées en mer à l'aide de navires autoélévateurs. Ces navires fournissent une plate-forme stable de travail en appuyant leurs jambes sur le fond marin, ce qui permet de soulever des charges lourdes avec précision. Plusieurs stratégies d'assemblage en mer, dont l'objectif commun est de minimiser la durée des travaux d'assemblage en mer et de réduire les temps d'arrêt dus aux conditions météorologiques, sont utilisées :

- **Installation séquentielle** (Figure 5-8) : Les sections de tour, la nacelle et les pales sont soulevées individuellement au large. Cette méthode est la plus utilisée dans les installations éoliennes offshore actuelles.
- **Installation partielle des pales** (« bunny ear », cf. Figure 5-9) : La nacelle est soulevée avec le moyeu et deux pales déjà fixées, la troisième pale étant installée au large. Cette méthode est rarement utilisée aujourd'hui.
- **Configuration en étoile** (Figure 5-10) : Les trois pales sont préassemblées à terre pour former un rotor complet, qui est ensuite soulevé d'une seule pièce et boulonné à la nacelle au large. Cette méthode réduit le nombre de levages en mer, mais nécessite une plus grande capacité de grue, une zone de stockage sur le navire et une gestion prudente des conditions de vent pendant le levage.



Figure 5-9 Installation d'une turbine à Deutsche Bucht

Source : Van Oord, <https://www.vanoord.com/en/projects/high-performance-north-sea>, consulté le 29 septembre 2025



Figure 5-10 Transport d'une turbine « Bunny ear » pour le parc éolien offshore de Belwind

Source : Port d'Ostende, <https://www.portofoostende.be/en/project/belwind-haliade150>, consulté le 29 septembre 2025



Figure 5-11 Chargement du rotor terminé

Source : Offshore Wind Biz, <https://www.offshorewind.biz/2014/01/22/areva-rotor-stars-loading-commence/>, consulté le 29 septembre 2025

5.3.2 Projets posés utilisant des navires flottants

Bien que les navires à positionnement dynamique (DP) puissent avoir la capacité de grue et la capacité de maintien en position pour effectuer l'installation d'une turbine, ils sont rarement utilisés dans la pratique. Les principales raisons sont les suivantes :

- **Stabilité** : Contrairement aux navires autoélévateurs, les navires DP restent à flot et sont soumis au soulèvement, au tangage et au roulis, ce qui complique les levages précis des gros composants de turbine. Même les systèmes avancés de compensation de mouvement ne peuvent pas égaler pleinement la stabilité d'une plate-forme autoélévatrice.
- **Sécurité** : Les levages de pales ou de rotors nécessitent une précision extrême, ce qui est difficile à garantir avec un navire en mouvement.
- **Coût** : Les navires de transport lourd DP sont coûteux à affréter et sont généralement optimisés pour les opérations pétrolières et gazières offshore de courte durée, et non pour l'installation d'éoliennes en série durant plusieurs mois.

Pour ces raisons, les navires autoélévateurs restent la norme de l'industrie pour l'installation de turbines posées. Malgré cela, des navires flottants ont déjà été utilisés pour des projets spécifiques. Dans le cadre du projet de démonstration Beatrice Demo en Écosse, en 2007, deux turbines Senvion de 5 MW ont été assemblées à terre, y compris la tour. La turbine terminée (tour et rotor avec pales) a ensuite été soulevée, transportée et placée sur la structure jacket précédemment installée à l'aide du Rambiz HLV (Figure 5-11). Cela a permis de mettre en évidence une nouvelle approche de transport et installation des éoliennes en eau profonde et dans une zone écologiquement sensible. En comparaison, la zone BNO comportera des turbines beaucoup plus grandes avec un régime de vagues plus fort, ce qui rendra la méthodologie peu pratique, même en supposant l'utilisation du plus grand navire de levage disponible sur le marché.



Figure 5-12 Installation de turbines du projet Beatrice Demo

Source : Scaldis, <https://www.scaldis-smc.com/en/projects/groen-2007-jul-beatrice/>, consulté le 25 septembre 2025

Pour le parc éolien offshore Arcadis Ost 1 dans la région de la mer Baltique en Allemagne, 27 turbines Vestas V174-9.5 MW (hauteur de nacelle : 100 m, profondeur d'eau de 42 à 45 m) ont été installées à l'aide du SSCV Thialf. Les monopieux avaient été installés préalablement par le navire flottant DEME Orion. Les travaux se sont déroulés en deux phases d'installation achevées en mars et en novembre 2023. La méthodologie utilisée comprenait une maquette de la tour (en bleu sur la Figure 5-12) sur le pont du Thialf, sur laquelle la nacelle a été temporairement placée pour permettre un positionnement précis pour l'installation des pales. Par la suite, l'ensemble rotor-nacelle a pu être transféré sur la tour de l'éolienne en une seule opération de levage. Le navire flottant a été utilisé en raison des conditions difficiles du

fond marin (boue et argiles molles) dans la zone du parc éolien qui aurait conduit à une pénétration des jambes de navires autoélévateurs supérieure à 15 m. Les travaux ont bénéficié des conditions marines (vagues et courants) relativement calmes de la mer Baltique. En comparaison, la zone BNO présente de fortes vagues et marées, ce qui limitent considérablement les périodes pendant lesquelles des opérations comparables pourraient être effectuées et rendent l'application de cette méthode impraticable (cf. section 5.5).



Figure 5-13 Thialf de Heerema installant des turbines sur le projet Arcadis Ost 1

Source : Heerema, <https://www.heerema.com/heerema-marine-contractors/offshore-wind/arcadis-ost-1>, consulté le 25 septembre 2025

5.3.3 Projets flottants

Dans le cas des projets éolien flottant, la mise à l'eau des flotteurs est un point critique de la séquence d'installation. Après leur fabrication, les flotteurs peuvent être transférés sur un navire semi-submersible et transportés jusqu'au quai d'intégration, où ils sont mis à l'eau. Si les flotteurs ont été fabriqués localement sur le quai, un navire semi-submersible peut également être utilisé pour les mettre dans l'eau (Figure 5-14). Si une cale sèche a été utilisée pour la fabrication dans le port, celui-ci sera inondé après la fabrication des flotteurs. En fonction des conditions dans le port, les flotteurs peuvent encore nécessiter des éléments de flottabilité temporaires afin de minimiser le tirant d'eau.



Figure 5-14 WindFloat Atlantic structure dans le chantier de Navantia-Fene, Espagne

Source : ALE, <https://www.windssystemsmag.com/news/transverse-load-out-supports-semi-submersible-floating-wind-farm/>, consulté le 05 décembre 2025

La méthode préférée d'installation des éoliennes consiste à intégrer l'ensemble de l'éolienne à quai, où les conditions sont sûres et contrôlées. On parle d'intégration de l'éolienne dans son ensemble (tour, nacelle et pales) sur le flotteur. Cette stratégie réduit considérablement les travaux en mer, limite le risque de retard dus à l'absence de fenêtres météorologiques favorables et ainsi contribue à réduire les coûts d'installation. Il permet également l'industrialisation de la majorité des travaux d'installation dans le port. Cependant, cette méthode nécessite des infrastructures portuaires en eau profonde adaptées, capables de traiter de très grandes turbines et flotteurs. Pour cette raison, l'assemblage des turbines sur des bouées spar peut nécessiter des activités de levage en pleine mer, à partir de navires flottants (cf. Figure 4-9 en section 4.3.4).

Après l'intégration de l'éolienne, le flotteur est ensuite remorqué sur le site à l'aide de remorqueurs. La connexion à la ligne d'ancrage préassemblée est assurée par un navire spécialisé de gestion des ancrs (AHV) avec l'aide de remorqueurs. Il est à noter que la connexion d'un flotteur de type TLP est significativement plus complexe à cause des travaux de mise en tension des jambes qui nécessite un navire spécialisé.



Figure 5-15 Intégration de l'éolienne à quai, projet EFG

Source : Ocean Winds, <https://www.nsenenergybusiness.com/projects/efgl-floating-wind-power-project/>, consulté le 13 octobre 2025

5.3.4 Future développement pour l'assemblage des turbines

Des concepts innovants de turbines autoinstallables ont été proposés. Il s'agit notamment de flotteurs conçus pour être transportés avec des turbines en position horizontale, puis soulevés et verrouillés en position, ou de systèmes de tours télescopiques qui peuvent être érigés sans navires de transport lourd. Bien qu'elles soient prometteuses en termes de réduction de la dépendance des navires d'installation, ces approches restent à un bas niveau de maturité technologique (NMT / TRL 4) : ils n'ont pas atteint le niveau du déploiement commercial en mer, même pour des éoliennes de plus petite taille.

Ce niveau de maturité technologique actuellement faible présente à la fois des risques et des opportunités pour les régions géographiques et les acteurs de l'éolien offshore. Avec les progrès nécessaires, ces nouveaux concepts pourraient jouer un rôle important dans la réduction des coûts et l'élargissement de l'accessibilité du site à l'avenir. Compte tenu des conditions du site dans la zone BNO et de l'horizon temporel considéré (2035 à 2040), une évolution des approches existantes et éprouvées semble plus réaliste que l'apparition d'une nouvelle technique ou méthodologie innovante.

5.4 Navires de construction

L'installation des composants d'un parc éolien offshore (fondations, sous-structures, éoliennes et câbles inter-éoliennes) repose sur un nombre limité de navires hautement spécialisés, chacun ayant des capacités et des contraintes distinctes. Les deux principales catégories sont les navires d'installation d'éoliennes autoélévateurs (« jack-up vessels » ou « wind turbine installation vessels », WTIV) et les navires flottants de transport lourd (« heavy lift vessels », HLV), y compris les navires-grues semi-submersibles (« semi-submersible crane vessels », SSCV). Si ces navires permettent la construction de parcs éoliens offshore de grande ampleur, leurs limites techniques et leurs défis opérationnels influencent fortement la planification des projets.

Les navires autoélévateurs restent la norme de l'industrie pour l'installation d'éoliennes, car ils éliminent les mouvements induits par les vagues lors des levages de précision. Initialement, les navires autoélévateurs utilisées dans

le secteur pétrolier et gazier étaient également utilisées dans le secteur de l'éolien offshore. Aujourd'hui, cependant, les dimensions et le poids des éoliennes nécessitent des WTIV spécialement conçus avec de longues jambes, une grande surface de stockage et une grue capable d'installer les éoliennes à la hauteur de moyeu prévue. Les WTIV sont limités par la profondeur de l'eau et les conditions du sol. Ces navires autoélévateurs sont conçus pour des profondeurs qui ont augmenté au fil du temps, mais fonctionnent généralement à une profondeur d'eau de 40 à 50 m. Les navires les plus avancés ont des pieds de longueur de 120 à 130 m (cf. Figure 5-14) et peuvent travailler dans une profondeur de 60 à 75 m. Au-delà de cette plage, la longueur des jambes et la stabilité structurelle deviennent des facteurs limitants. Dans certains cas, une extension des jambes pourrait être possible, à condition que cela ne compromette pas la stabilité structurelle du navire. De plus, les opérations de levage nécessitent une capacité portante appropriée des fonds marins et comportent des risques tels que la perforation dans les sols stratifiés. Les cycles de mobilisation et de levage des jambes ajoutent également beaucoup de temps à chaque changement de position, ce qui peut avoir un impact sur la productivité des grands projets.



Figure 5-16 DEME Norse Wind, test de levage des jambes (longueur 124 m), aout 2025

Source : Yantai CIMC Raffles Offshore Ltd., <https://www.offshorewind.biz/2025/08/08/demes-new-wtiv-stretches-124-metre-long-legs-ahead-of-delivery-in-q4-2025/>, consulté le 09 octobre 2025

Les HLV et les SSCV offrent des capacités de levage élevées et un déplacement rapide entre les positions, ce qui les rend bien adaptés à l'installation de jackets lourds et de sous-stations offshore. Cependant, leur utilisation pour l'installation de turbines est limitée par les mouvements résiduels du navire dans des conditions DP ou amarrées : même avec des systèmes avancés de compensation de mouvement, ces navires ne peuvent pas atteindre la même stabilité que les autoélévateurs, ce qui limite leur capacité à effectuer des levages de longue durée et de haute précision, tels que l'installation de pales. Cette sensibilité aux conditions météo-océaniques réduit les fenêtres météorologiques et augmente le risque de temps d'arrêt. De plus, bien que les HLV puissent opérer dans des eaux plus profondes sans interaction avec le fond marin, leur disponibilité est limitée par la demande concurrente du secteur pétrolier et gazier, et leurs tarifs journaliers sont nettement plus élevés que ceux des navires autoélévateurs.

Un autre défi pour les deux types de navires est la hauteur du crochet et la capacité (en t) de la grue. La dernière génération de turbines, avec des hauteurs de moyeu supérieures à 150 m et des poids de nacelle approchant les 1 000 t, nécessite des grues avec des hauteurs de levage et une portée extrême. Bien que les WTIV et HLV de nouvelle

construction soient conçus pour répondre à ces spécifications, le parc actuel n'est que partiellement capable de gérer les turbines de nouvelle génération, créant ainsi un goulot d'étranglement potentiel de la chaîne d'approvisionnement. L'espace sur le pont et les marges de stabilité limitent également le nombre de turbines ou de fondations pouvant être transportées par voyage, ce qui influence les temps de cycle et l'efficacité globale de l'installation.

Enfin, les contraintes d'interface portuaire telles que la résistance du quai, la profondeur de l'eau et la disponibilité des grues peuvent limiter la capacité d'utilisation complète de la capacité du navire. Ces limites, combinées à la rareté des navires appropriés, rendent essentielle la passation de contrats en avance de phase et la planification détaillée de la disponibilité des moyens maritime afin d'atténuer les risques liés au calendrier et aux coûts.

Table 5-1 présente une sélection de navires qui ont été utilisés pour la construction des parcs éoliens offshore, les WTIV dans la partie supérieure du tableau et les HLV dans la partie inférieure. Parmi les navires autoélévateurs, le navire Voltaire est actuellement le WTIV le plus performant en termes de profondeur d'eau et de capacité de grue. Avec une profondeur de travail de 80 m, le navire pourrait potentiellement être utilisé dans la partie sud-est de la zone BNO, bien que cela doit être confirmé par une évaluation de la pénétration des jambes dans le fond (considéré comme très faible) et de la sensibilité à la houle (considéré comme relativement important).

Tel que présenté dans la section suivante, la zone de BNO présente des conditions de vagues et houles qui réduisent fortement la probabilité de trouver une fenêtre météorologique favorable pour les opérations d'abaissement et de levage des jambes des navires autoélévateurs. Basé sur des annonces récentes à propos des capacités de ces navires, les navires autoélévateurs n'ont pas présentement la longueur de jambe requise pour être utilisable dans la zone de BNO. Du point de vue de la capacité des grues, les 6 navires autoélévateurs présentés dans le Table 5-1, la dernière génération de ce type de navires, sont capable d'installer des éoliennes de 15 MW à 18 MW avec les dimensions et poids présentés dans le Table 2-1. Les informations sur les futurs navires obtenues (examen du marché interne par DNV, voir aussi /7/) montrent que les commandes de navires autoélévateurs ciblent des profondeurs d'eau de 65 m avec des grues capables d'assembler des éoliennes de 20 MW et plus à des hauteurs de moyeu supérieur à 200 m.

La liste des navires flottants figurant dans le tableau comprend les plus grands navires disponibles dans le monde (Sleipnir, Thialf). Le Thialf a déjà été utilisé pour soulever de grandes éoliennes sur des structures posées (projet Arcadis Ost 1, voir section 5.3.2). Le Saipem 7000 a été utilisé pour soulever des éoliennes sur des structures flottantes (projet Hywind Scotland, voir section 4.3.4). Dans les deux cas, les conditions de vague, de houle et de courant étaient beaucoup plus clémentes que celles présentes dans la zone BNO.

Bien que la capacité de levage des HLV soit importante, la portée des grues reste généralement insuffisante pour installer les éoliennes prévues, dont la hauteur de moyeu avoisine 150 m. Parmi les HLV recensés, seuls le Sleipnir, le Les Alizés et l'Orion disposent d'une portée suffisante pour soulever les composants indiqués au Table 2-1. Toutefois, leur sensibilité à la houle les rend peu adapté à l'installation de turbines dans la zone BNO.

Ces limitations impliquent qu'aucun navire n'est actuellement disponible pour assembler des éoliennes posées dans la zone BNO. En revanche, pour les éoliennes flottantes, les solutions d'installation sont plus accessibles (voir la section 5.3.3) : la turbine est généralement montée sur le flotteur dans un port en eaux profondes, à l'aide d'une grue terrestre positionnée sur le quai. Une alternative consiste à utiliser un WTIV dans l'enceinte du port. L'ensemble éolienne/flotteur est ensuite acheminé vers la zone BNO à l'aide de remorqueurs.

Table 5-1 Navires sélectionnés pour les activités éoliennes offshore

Navire (Propriétaire) Type Année	Longueur Largeur (Beam) Tirant d'eau (Draft)	Jambes	Caractéristiques des grues
Voltaire (Jan de Nul) Jack-up / WTIV 2022	L = 169 / 182 m (excl. / incl. héliport) B = 60 m D = 7,5 m (max.)	4 x 130 m 80 m profondeur de travail	<ul style="list-style-type: none"> Grue principale : 3 200 t, hauteur de levage 162,5 m au-dessus du pont
Boreas (Van Oord) Jack-up / WTIV 2025	L = 175 m B = 63 m D = 7,2 m (8,4 m incl. spudcans)	4 x 126 m 70 m profondeur de travail	<ul style="list-style-type: none"> Grue principale : 3 000 t, hauteur de levage ~150 m au-dessus du pont Grue aux. : 500 t, hauteur de levage ~160 m au-dessus du pont
Wind Maker, Wind Mover (Cadeler) Jack-up / WTIV (2025)	L = 194 m (incl. flèche de la grue) B = 56 m D = 6,3 (design)	4 x 109 m 65 m profondeur de travail	<ul style="list-style-type: none"> Grue principale : 2 600 t (rayon 31 m)
Wind Orca, Wind Osprey (Cadeler) Jack-up / WTIV 2012 (modernisation de grue 2024)	L = 160 m B = 49 m D = 5,5 / 6,0 m (design / max.)	6 x 105 m 60 m profondeur de travail (coque 17 m asl), option d'extension des jambes de 15 m	<ul style="list-style-type: none"> Grue principale : 1 600 t (rayon 40 m), hauteur de levage 160 m au-dessus du pont
Sleipnir (Heerema) SSCV 2019	L = 220 m B = 102 m D = 12,0 / 32,0 m (transit / opération)	-	<ul style="list-style-type: none"> Grues principales : 2 x 10 000 t, rayon de 27 à 48 m, hauteur de levage 129 m asl Crochets aux. I : 2 x 2 500 t, rayon de 33 à 58 m, hauteur de levage 165 m asl Crochets aux. II : 2 x 200 t, rayon de 37 à 153 m, hauteur de levage 181 m asl
Thialf (Heerema) SSCV 1985	L = 202 m B = 88 m D = 11,9 / 12,5 / 31,6 m (min. / transit / opération)	-	<ul style="list-style-type: none"> Grues principales : 2 x 7 100 t, rayon ≤ 31 m, hauteur de levage 95 m au-dessus du pont Crochets aux. I : 2 x 907 t, rayon de 36 à 79 m Crochets aux. II : 2 x 200 t, rayon de 41 à 130 m Niveau du pont ~23 m asl
Saipem 7000 (Saipem) SSCV 1987	L = 198 m B = 87 m D = 10,5 / 27,5 m (transit / opération)	-	<ul style="list-style-type: none"> Grues principales : 2 x 7 000 t (rayon 40 m), 2 x 6 000 t (rayon 45 m), crochet 110 m au-dessus du pont Crochets aux. I : 130 m au-dessus du pont Crochets aux. II : 140 m au-dessus du pont Niveau du pont 16 m asl
Les Alizés (Jan de Nul) Monocoque HLV 2023	L = 237 m B = 52 m D = 10,5 m (max.)	-	<ul style="list-style-type: none"> Grue principale : 5 000 t (rayon 34,7 m), hauteur de levage 125 m au-dessus du pont (rayon 21,5 m) Crochet aux. : 2 650 t (rayon 62,9 m), hauteur de levage 167 m au-dessus du pont (rayon 29,5 m)
Orion (DEME) Monocoque HLV 2018	L = 217 m B = 49 m D = 11 m (max.)	-	<ul style="list-style-type: none"> Grue principale : 5 000 t (rayon 30 m), hauteur de levage 175 m au-dessus du pont Grue aux. : 1 500 t
Seaway Strashnov (Subsea 7) Monohull HLV 2011	L = 183 m B = 47 m D = 8,5 ... 13,5 m	-	<ul style="list-style-type: none"> Grue principale : 5 000 t (rayon 32 m), hauteur de levage ≤ 102 m asl Crochet aux. I : 800 t (rayon 72 m), hauteur de levage ≤ 134 m asl Crochet aux. II : 200 t, ≤ 109,5 m asl Crochet aux. III : 110 t, ≤ 136 m asl
Rambiz (Scaldis) Ponton HLV 1976	L = 85 m B = 44 m D = 2,8 / 3,2 m (transit / min. opération)	-	<ul style="list-style-type: none"> Grues principales : 1 700 t + 1 600 t, hauteur de levage 78 m au-dessus du pont

Source : Diverses références internet

5.5 Opérabilité du navire

DNV a évalué la probabilité de pouvoir travailler en mer dans la zone BNO à l'aide des données de vent ERA5 et des données sur les vagues et les courants du Copernicus Marine Service. Les données horaires sur les vents ont été interpolées à 50 m au-dessus du niveau de la mer. Les paramètres de vagues à une fréquence de trois heures (hauteur de vague significative H_s , période de crête T_p , partition de houle primaire H_s_swell) ont été interpolés pour produire des paramètres horaires. Les courants de surface horaires pouvaient être directement utilisés. Tous les paramètres ont été convertis en UTC et alignés sur un pas horaire. L'ensemble complet des données s'étendait du 1er janvier 1996 au 30 avril 2023 (>27 ans), conformément aux directives de bonnes pratiques de DNV pour l'estimation de l'opérabilité météoro-océanique à partir de la climatologie pluriannuelle. De plus amples détails sur les données utilisées sont fournis à l'Appendice D.

DNV a sélectionné des critères de limitation pour les paramètres jugés représentatifs des navires et des équipements concernés, de sorte que les résultats soient applicables à la fois aux activités d'installation et d'exploitation des parcs éoliens. Les limites adoptées donnent une vue sur l'opérabilité des navires dans la zone et devront être affinées pour un projet spécifique avec la technologie, les navires, l'équipement et la méthodologie choisis. Les critères limitatifs utilisés dans cette étude étaient les suivants :

- Vitesse du vent à 50 m au-dessus du niveau de la mer : ≤ 15 m/s pour les opérations générales, ≤ 10 m/s pour les opérations sensibles au vent
- Hauteur significative des vagues (H_s) : $\leq 1,0 / 1,5 / 2,0 / 2,5$ m
- Période de crête des vagues (T_p) : 4 ... 18 s pour les opérations générales, 4 ... 10 s pour les opérations sensibles à la houle
- Houle maximale : Aucune limite pour les opérations générales, $\leq 1,5$ m pour les opérations sensibles à la houle
- Courant maximal : Aucune limite pour les opérations sensibles au vent, $\leq 1,5$ m/s pour les opérations générales, $\leq 1,0$ m/s pour les opérations sensibles à la houle

Les opérations maritimes dans les parcs éoliens offshore peuvent être décomposée en tâches qui ne peuvent être interrompues. Ces tâches ont des durées nettes allant de moins de 1 h à plus de 24 h. En ajoutant la marge tenant compte de l'incertitude météorologique et d'autres facteurs, des « fenêtres météorologiques » minimales sont définies pour toutes les tâches. Pour représenter certains cas courants, DNV a calculé les fenêtres météorologiques d'opérabilité pour des opérations de 3 h, 6 h, 12 h et 24 h, durées pendant lesquelles toutes les conditions ci-dessus devaient être remplies simultanément. Les résultats ont été agrégés en chiffres mensuels, indiquant le pourcentage de temps dans le mois pendant lequel l'opération prévue serait possible. Les Figure 5-15 et Figure 5-16 montrent un cas général d'opérations offshore, avec une fenêtre météo de 3 h et 24 h, respectivement. On peut faire les observations suivantes sur ces deux graphiques :

- Une grande variabilité saisonnière est visible, l'été offrant de meilleures fenêtres météorologiques que l'hiver.
- Si des hauteurs de vagues $H_s \leq 1$ m sont nécessaires, l'opérabilité diminue drastiquement. Lorsque des états de mer plus élevés de $H_s \geq 2$ m, par exemple, sont autorisés, l'opérabilité est bonne.
- Une fenêtre météo plus courte (par exemple 3 h) offre une plus grande opérabilité qu'une fenêtre météo plus longue (par exemple 24 h). Les différences entre les deux cas présentés ne sont pas importantes, car l'opérabilité dans la zone BNO est dominée par les conditions de vagues qui ont tendance à être persistantes pendant de nombreuses heures.
- Les mois d'été peuvent produire une opérabilité supérieure à 50 %, ce qui est généralement considéré comme une condition préalable à la réussite de la planification opérationnelle. Les mois d'hiver donnent une opérabilité inférieure à 50 %, ce qui signifie que la plupart des travaux offshore ne peuvent pas être effectués pendant cette saison.

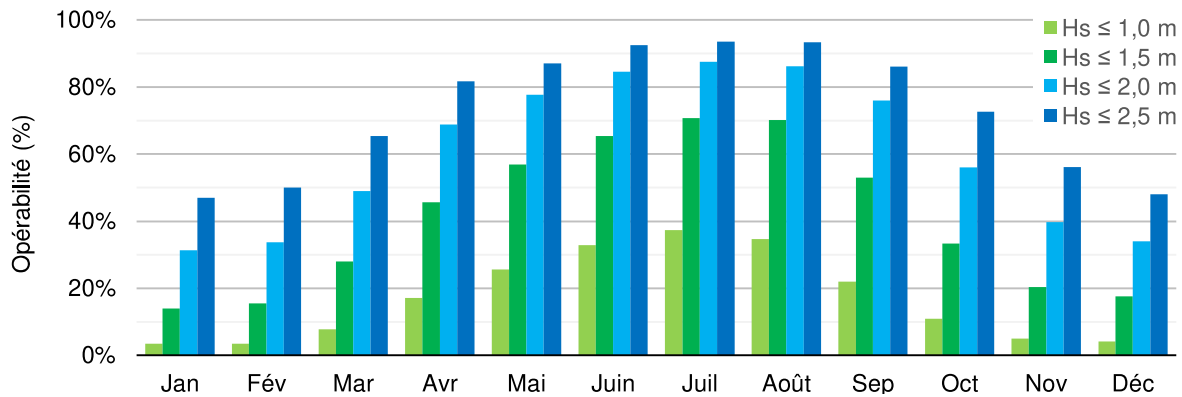


Figure 5-17 Résultats de la simulation d'opérabilité, cas général, fenêtre météo de 3 h

Source : Simulation DNV. Paramètres : Vent ≤ 15 m/s à 50 m au-dessus du niveau de la mer, Hs = variable, Tp = 4 ... 18 s, houle = pas de limite, courant ≤ 1,5 m/s

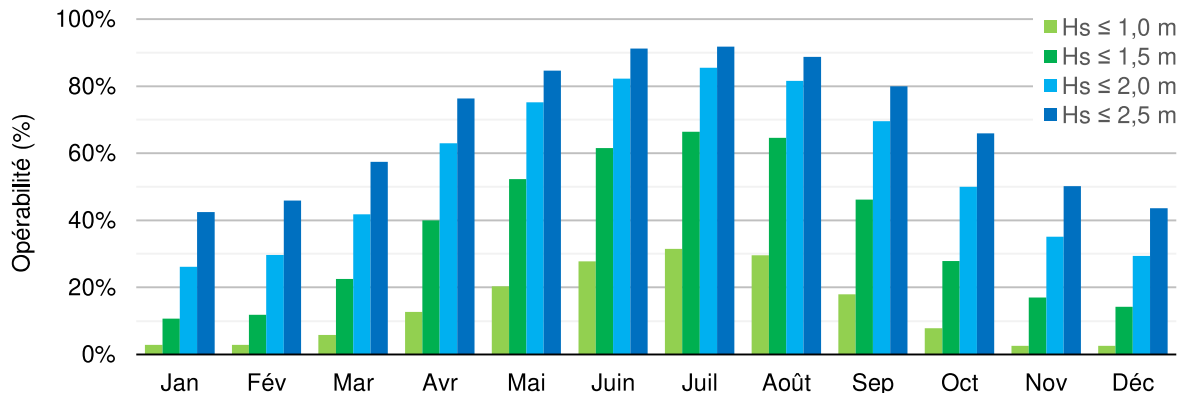


Figure 5-18 Résultats de la simulation d'opérabilité, cas général, fenêtre météo de 24 h

Source : Simulation DNV. Paramètres : Vent ≤ 15 m/s à 50 m au-dessus du niveau de la mer, Hs = variable, Tp = 4 ... 18 s, houle = pas de limite, courant ≤ 1,5 m/s

La Figure 5-17 illustre l'opérabilité avec de fortes contraintes sur les conditions de vagues : les états de mer avec des périodes de vagues maximales supérieures à 10 s sont exclus et les hauteurs de houle sont limitées à moins de 1,5 m. De telles conditions s'appliqueraient par exemple à l'abaissement et le levage des jambes des navires autoélévateurs ou au transfert de composants d'un navire de transport (typiquement une barge) à un navire autoélévateur ou à un navire-grue semi-submersible. On constate alors que l'opérabilité tombe bien en dessous de 40 %, même pendant les mois d'été, ce qui rend une installation en série irréalisable quel que soit le mois de l'année. Il doit être noté que des opérations maritimes pourrait nécessiter des limites de houle encore plus basses, telles moins que ≤ 1,0 m, ce qui réduit encore l'opérabilité, à moins de 40 %, pour lesquelles même des opérations ponctuelles ne peuvent pas être planifiées de manière réaliste.

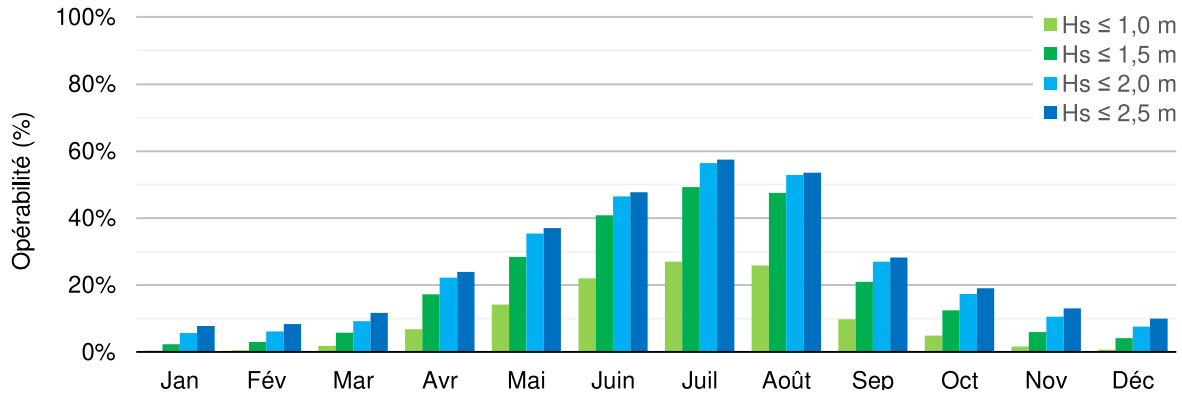


Figure 5-19 Résultats de la simulation d'opérabilité, travaux sensibles à la houle, fenêtre météo = 3 h

Source : Simulation DNV. Paramètres : Vent ≤ 15 m/s à 50 m au-dessus du niveau de la mer, Hs = variable, Tp = 4 ... 10 s, houle ≤ 1,5 m, courant ≤ 1,0 m/s

La Figure 5-18 montre un cas hypothétique d'installation de pales sur une turbine posé sur une structure de type jacket à l'aide d'un navire autoélévateur, où la vitesse du vent est le paramètre limitant. Avec des pales à bord du navire surélevé, de hautes vagues sont autorisées, ce qui donne des fenêtres opérationnelles raisonnables pendant les mois d'été. Pendant les mois d'hiver, une telle installation serait difficilement possible, notamment en raison de l'accès limité aux éoliennes en raison des hautes vagues.

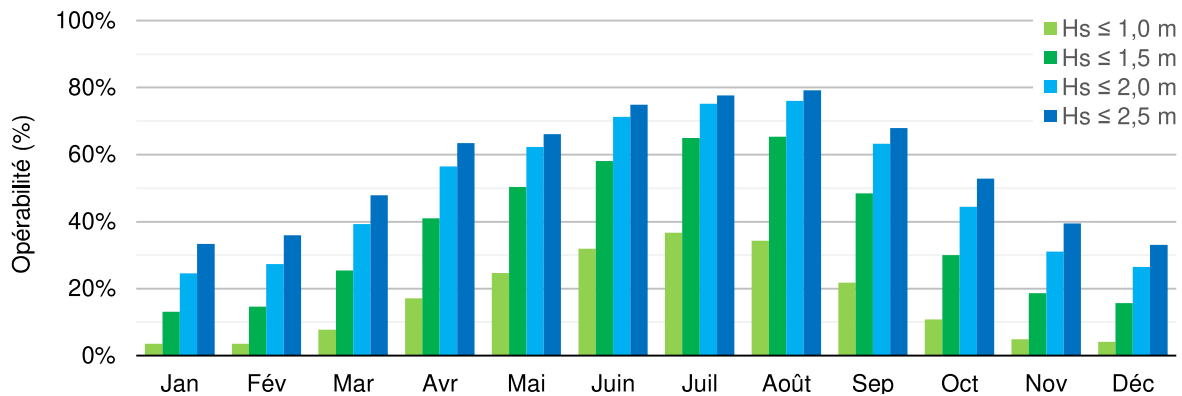


Figure 5-20 Résultats de la simulation d'opérabilité, travaux sensibles au vent, fenêtre météo = 3 h

Source : Simulation DNV. Paramètres : Vent ≤ 10 m/s à 50 m au-dessus du niveau de la mer, Hs = variable, Tp = 4 ... 18 s, houle = pas de limite, courant = pas de limite

En plus des résultats présentés, DNV a effectué des analyses sur les paramètres qui limitent les opérations envisagées (vitesse du vent, Hs, Tp, houle, courant). Bien que les résultats soient complexes en raison de l'influence de plus d'un paramètre sur le même pas de temps (1 heure), la houle peut être identifiée comme un paramètre clé limitant le temps disponible pour les travaux maritimes d'installation des sous-structures posées et d'assemblage des éoliennes.

6 FONDATION ADAPTÉE AU SITE BNO

6.1 Comparaison des options

Sur la base des évaluations effectuées dans les sections précédentes, les options de sous-structures posées et flottantes sont comparées dans le Table 6-1 en fonction de leur adéquation pour le site BNO. Les hypothèses sous-jacentes comprennent l'utilisation de turbines de 15 à 18 MW et la disponibilité des technologies et équipements (navires) à l'horizon 2035-2040 : aucune percée technologique n'a été supposée pour cette étude, seulement une adaptation ou une mise à l'échelle d'une technologie ou de l'équipement existant.

Pour faciliter la comparaison qualitative, les risques du Table 6-1 sont indiqués à l'aide d'une échelle de couleurs ayant la signification suivante :

- ■ = Faible risque, bien compris, application des techniques et moyens disponibles
- ■ = Risque moyen, une certaine nouveauté, nécessite des efforts spécifiques pour l'atténuation
- ■ = Risque élevé, défis importants de mise à l'échelle des méthodes et de la technologie, impliquant des conditions de marché adéquates dans les 3 à 5 ans.
- ■ = Risque très élevé, considéré comme rétrograde, irréalizable avec la technologie actuellement disponible et sans possibilité de résolution dans les 3 à 5 ans.

Parmi les structures posées, les fondations gravitaires GBS ne sont qu'une option théorique ; leur taille considérable rend peu probable la viabilité d'un projet. Les monopieux sont jugés irréalizables pour le site, car les dimensions requises ne peuvent actuellement ni être fabriquées ni installées. Les structures jackets pourraient constituer une option pour les zones moins profondes de la zone BNO, mais avec des coûts et une difficulté croissante dans les zones plus profondes. Cette option n'est néanmoins pas considérée comme réaliste par DNV : l'étude de l'opérabilité des navires permettant l'intégration des éoliennes sur les jackets a montré l'extrême difficulté à trouver des fenêtres météorologiques pour ces opérations sur le site de BNO.

Même s'il n'existe pas, à la connaissance de DNV, de projet de prototype, les fondations hybrides pourraient atteindre un statut de démonstration dans quelques années. Cependant, ces solutions hybrides (comme les jackets) nécessitent une intégration des éoliennes en mer, et ni les navires actuellement disponibles ni ceux en phase de design et prévus pour opérer dans le courant des années 2030 ne sont adaptés aux conditions du site. Les perspectives du « marché » des parcs éolien en mer posés dans des eaux profondes sont limitées (cf. section 4.1.4 et Appendice E) et considérées insuffisantes pour justifier le développement des navires adéquats.

Trois des principales solutions flottantes sont envisageables. La solution semi-submersible est la plus éprouvée, bien que la fabrication en série à grande échelle reste un défi. Des difficultés similaires existent pour les solutions de type barge, dont le comportement opérationnel est moins favorable que celui d'un semi-submersible. Le TLP a été démontré comme une alternative potentielle offrant une bonne stabilité opérationnelle. On peut cependant noter plusieurs défis à relever : le faible tirant d'eau de la rade de Brest qui supposerait l'utilisation de flotteurs temporaires et des conditions océaniques favorables, la complexité de l'installation du flotteur sur ses ancrages et l'impact des marées sur le système des tendons. Les bouées spar ne sont pas adaptées en raison de la profondeur d'eau dans la zone BNO.

Compte tenu de la plage de profondeurs dans la zone BNO, les technologies flottantes apparaissent comme le choix privilégié pour les projets, sous réserve d'un certain ajustement des méthodes de fabrication pour des éoliennes de 15 à 18 MW.

Table 6-1 Comparaison des sous-structures pour la zone BNO, turbines de 15 à 18 MW

Technologie	Compatibilité avec la profondeur de l'eau	Compatibilité des tailles d'éoliennes	Fabrication de la structure	Installation de la structure	Intégration des éoliennes	Opération des éoliennes
GBS (posé)	■ Théoriquement possible	■ Faisable	■ Technologie et méthodes adaptables, nécessite un port adapté	■ Nécessite une structure flottante pour le remorquage ; défis liés à la taille et au tirage	■ Nécessiterait une adaptation du navire, de la méthodologie et de l'équipement, non envisageable aujourd'hui	■ Comportement et vieillissement prévisibles
Monopieu (posé)	■ Actuellement irréalisable (limite de 50 à 60 m)	■ Trop lourd pour une conception réalisable	■ Ne peut pas être fabriqué actuellement	■ Ne peut pas être installé actuellement	■ Nécessiterait une adaptation du navire, de la méthodologie et de l'équipement, non envisageable aujourd'hui	■ Comportement et vieillissement prévisibles
Jacket (posé)	■ Conception réalisable	■ Faisable	■ Réalisable avec une technologie et des méthodes adaptées	■ Réalisable avec une technologie et des méthodes adaptées	■ Nécessiterait une adaptation du navire, de la méthodologie et de l'équipement, non envisageable aujourd'hui	■ Comportement et vieillissement prévisibles
Hybride (posé / flottant)	■ Potentiellement faisable	■ Potentiellement faisable	■ Réalisable avec une technologie et des méthodes adaptées	■ Mélange d'approches posées et flottantes, pas encore démontrées	■ Nécessiterait une adaptation du navire, de la méthodologie et de l'équipement, non envisageable aujourd'hui	■ Incertitude sur les coûts d'exploitation
Semi-submersible (flottant)	■ Convenable	■ Faisable	■ Réalisable avec une technologie et des méthodes adaptées	■ Technologies et méthodes existantes	■ Faisable avec des installations à quai adaptées et une grue	■ Incertitude sur les coûts d'exploitation
Barge (flottant)	■ Convenable	■ Faisable	■ Réalisable avec une technologie et des méthodes adaptées	■ Technologies et méthodes existantes	■ Faisable avec des installations à quai adaptées et une grue	■ Plus sensibles à la charge des vagues que le semi-submersible, incertitude sur le coût d'exploitation
TLP (flottant)	■ Convient (jambes inclinées), défis liés à l'amplitude des marées	■ Faisable	■ Réalisable avec une technologie et des méthodes adaptées	■ Difficile à exécuter, mais déjà démontré	■ Faisable avec des installations à quai adaptées et une grue	■ Excellent maintien en position, incertitude sur les coûts d'exploitation
Spar (flottant)	■ Ne convient pas pour les hauteurs d'eau de BNO	■ Faisable en principe	■ Réalisable avec une technologie et des méthodes adaptées	■ Impossible pour les hauteurs d'eau de BNO	■ Pas de zone abritée en eau profonde à proximité du site	■ Excellent maintien en position, incertitude sur les coûts d'exploitation

Source : DNV

6.2 Considérations supplémentaires

6.2.1 Empreinte sur le fond

Chacune des structures discutées implique une certaine « empreinte » dans la colonne d'eau et sur le fond marin. Le monopieu a généralement l'impact le plus bénin, n'occupant qu'une petite surface du fond marin égale à la taille de la protection contre l'affouillement installée. La structure jacket suivent avec une empreinte modérée comprenant des provisions contre l'affouillement. La structure GBS nécessite un peu plus d'espace, comme indiqué dans Table 4-3.

En comparaison, le système de maintien en position des solutions flottantes nécessite plus d'espace sur les fonds marins. Les lignes d'ancrage caténares utilisées pour les flotteurs semi-submersibles et les barges s'étendent horizontalement de plusieurs centaines de mètres, donnant des diamètres d'empreinte de l'ordre de 1,5 km. Il existe des solutions permettant de réduire cette empreinte du système d'ancrage comme les systèmes d'ancrage tendus (« taut mooring systems »). Le concept de flotteur TLP, avec des tendons inclinés, possède une empreinte autour de 200 m de diamètre.

6.2.2 Turbines de 20+ MW

Les résultats de l'étude changeraient-ils si l'on tenait compte des turbines de 20+ MW ? Cela signifierait nécessairement une augmentation de la hauteur du moyeu en raison du rotor plus grand et de l'augmentation de la masse rotor-nacelle. Cette augmentation conduit à son tour à des sous-structures plus grandes dans tous les cas, posées ou flottantes.

De plus, pour les applications posées, les navires d'installation devraient être plus performants pour être en mesure de transporter les composants. Cela pourrait signifier que l'assemblage d'une éolienne de 20+ MW sur une structure jacket en eau profonde est hors de portée pour les très rares navires existants, que ce soit en termes de longueur de jambe et de portée de la grue pour un WTIV « jack-up » ou en termes de portée de grue pour un SSCV.

Pour les applications flottantes, avoir des flotteurs plus grands portant des éoliennes plus lourdes augmenteraient les défis de la préfabrication et de l'assemblage final. De plus, l'installation d'une éolienne à quai sur le flotteur nécessiterait une grue plus performante, ce qui limiterait les choix disponibles sur le marché.

APPENDICE A

Abréviations

AHV	Anchor Handling Vessel (navire de manutention des ancrs)
AO	Appel d'Offres
ASL	Above Sea Level (au-dessus du niveau de la mer)
BNO	Bretagne Nord-Ouest
DEA	Drag Embedment Anchor (ancre à enfouissement par traction)
DGEC	Direction Générale de l'Energie et du Climat
DP	Dynamic Positioning (positionnement dynamique)
GBS	Gravity Based Structure (structure gravitaire)
GEBCO	Carte bathymétrique générale des océans
HAT	Highest Astronomical Tide (marée astronomique la plus haute)
HLV	Heavy-Life Vessel (navire flottant de transport lourd)
Hs	Hauteur significative des vagues
HSE	Health, Safety, Environment (santé, sécurité, environnement)
LAT	Lowest Astronomical Tide (marée astronomique la plus basse)
MSL	Mean Sea Level (niveau moyen de la mer)
NAMO	Nord Atlantique - Manche Ouest
NMT	Niveau de Maturité Technologique (Technology Readiness Level, TRL)
SEPLA	Suction Embedded Plate Anchor (ancre à plaque d'aspiration)
SSCV	Semi-Submersible Crane Vessel (navire-grue semi-submersible)
TLP	Tension Leg Platform (plateforme à jambes tendues)
TP	Transition Piece (pièce de transition)
Tp	Période de crête des vagues
TRL	Technology Readiness Level (Niveau de Maturité Technologique, NMT)
UTC	Universal Time Coordinated (temps universel coordonné)
VLA	Vertical Load Anchor (ancre à charge verticale)
WTIV	Wind Turbine Installation Vessel (navire d'installation d'éoliennes autoélévatrice)

APPENDICE B

Références

- /1/ GEOxyz (2025). DGEC - BNO Enquête DUHRS – Rapport factuel UHRS BNO, révision 2.
- /2/ Perspectives de croissance mondiale (2025). Marché de l'énergie éolienne offshore, en ligne : [https://www.globalgrowthinsights.com/market-reports/offshore-wind-power-market-106335 ?](https://www.globalgrowthinsights.com/market-reports/offshore-wind-power-market-106335), consulté le 18 septembre 2025.
- /3/ Météo France (2025). Evaluation des risques usuels liés au vent - Rapport d'étude - Lot 1 - Bretagne Nord-Ouest (BNO), « L1. RA_MeteoF-DGEC_BNO_A_20250528.pdf », version A, 28 mai 2025.
- /4/ SHOM (2025). Dossier de l'état de connaissance initiale de la macro-zone EMR Bretagne Nord-Ouest – Volet houle – Lot 1 référence T1. H_RAP, « DECI EMR Bretagne Nord-Ouest – Lot 1 – Volet Houle – rév. B2 », version B2.
- /5/ SHOM (2025). Dossier de l'état de connaissance initiale de la zone de potentiel éolien en mer Bretagne Nord-Ouest – Volet marée - Lot 1 référence T1. M3_RAP, « DECI EMR Bretagne Nord-Ouest – Volet technique Marée – rév A1 », version A1.
- /6/ SHOM (2025). Dossier de l'état de connaissance initiale de la zone de potentiel éolien en mer Bretagne Nord-Ouest – Volet courant – Lot 1 référence T1. C4_RAP, « DECI EMR Bretagne Nord-Ouest – Lot 1 – Volet Courant – rév. A2 », version A2.
- /7/ Cadeler (2025). Annual report 2024, for the year ending 31 December 2024.

APPENDICE C

Technology Readiness Level (TRL) / Niveau de Maturité Technologique (NMT)

Développé par la NASA durant les années 1970, l'échelle de maturité technologique (ou « Technology Readiness Level ») est un système de classification du niveau de maturité d'une technologie. Le système a été adopté par la Commission Européenne pour évaluer les programmes de recherche et d'innovation.

La spécification de service de DNV pour les projets d'éolien flottant, DNV-SE-0422, annexe A, fournit une définition indicative des NMT applicables à la technologie éolienne offshore flottante, afin d'étayer les progrès de la conception.

Table C-1 Niveau de maturité technologique

TRL / NMT	Définition de l'Union européenne	DNV-SE-0422 interprétation pour l'éolien flottant
9	Système réel éprouvé dans un environnement opérationnel (fabrication compétitive dans le cas de technologies clés génériques, ou dans l'espace)	Éolienne flottante prête à être fabriquée et installée à grande échelle
8	Système complet et qualifié	Composants, par exemple la conception d'un flotteur, prêts à être intégrés dans une éolienne flottante ; conception d'éolienne qualifiée
7	Démonstration d'un prototype de système en environnement opérationnel	Prototype d'éolienne ou de parc en place et en fonctionnement
6	Technologie démontrée dans l'environnement pertinent (environnement pertinent pour l'industrie dans le cas des technologies clés génériques)	Prototype d'éolienne conçu pour une application spécifique
5	Technologie validée dans l'environnement pertinent (environnement pertinent pour l'industrie dans le cas des technologies clés génériques)	Conception du composant/de l'éolienne vérifiée
4	Technologie validée en laboratoire	Des essais en laboratoire ont confirmé la conception du concept
3	Preuve de concept expérimentale	Concept réalisable
2	Formulation du concept technologique	-
1	Principes de base observés	-

Sources : <https://horizoneuropencportal.eu/store/trl-assessment> et DNV-SE-0422.

APPENDICE D

Évaluation des conditions météo-océaniques

DNV a recueilli des données auprès de sources publiques afin d'obtenir des valeurs préliminaires pour les conditions météorologiques océaniques de la zone du projet (Table D-1). Les données sont représentatives du point P3 dans Figure 3-6 (coordonnées -3,949873°, 49,022125°).

Les séries chronologiques du vent ont été extraites de l'ensemble de données de réanalyse ERA5 et, pour les analyses d'opérabilité, interpolées à 50 m au-dessus du niveau de la mer à l'aide d'une loi de puissance.

Les données sur les vagues et les courants ont été extraites de la base de données du Copernicus Marine Service (CMEMS). L'enregistrement des vagues provient du modèle global pluriannuel des vagues (3 heures, grille de 0,2°) et fournit les paramètres intégrés (Hs/VHM0, Tp/VTPK) et la partition de houle primaire (Hs_swell/VHM0_SW1).

Les courants près de la surface ont été tirés du produit pluriannuel de physique du plateau nord-ouest (composantes horaires uo/vo, grille de ~7 km), à partir duquel la vitesse de surface a été calculée.

Table D-1 Sources de données climatiques et météo-océaniques

Variable	Nom	Unité	Source	Résolution spatiale	Résolution temporelle	Notes
Vent	-	m/s	ERA5	-	1 h	Hauteur = 100 m
Hauteur de vague importante	VHM0	m	CMEMS Global Waves (pluriannuel)	0,2°	3 h	Paramètre spectral intégré
Période de pic des vagues	VTPK	s	CMEMS Global Waves (pluriannuel)	0,2°	3 h	Paramètre spectral intégré
Hauteur de la houle primaire	VHM0_SW1	m	CMEMS Global Waves (pluriannuel)	0,2°	3 h	Partition spectrale (gonflement)
Courant près de la surface	uo/vo	m/s	CMEMS NWS Physique (pluriannuel)	7 km	1 h	Couche de surface (~0,5 m)

Toutes les séries ont été converties en UTC et fusionnées selon une chronologie commune de 1 h, garantissant ainsi la disponibilité simultanée de toutes les variables. Le vent et les courants (horaires) pourraient être directement utilisés. Les données des vagues (toutes les 3 heures) ont été interpolées linéairement sur la grille de 1 heure, ce qui est justifié par la persistance des conditions de vagues (c'est-à-dire que les conditions des vagues ne varient pas beaucoup d'une heure à l'autre).

Les séries chronologiques ont été vérifiées et nettoyées. Pour les évaluations de l'opérabilité, l'ensemble des données a été analysé en fonction des conditions du Table D-2, en fonction de l'opération considérée, avec des fenêtres météorologiques de 3, 6, 12 et 24 h. Les résultats ont été agrégés en climatologie mensuelle.

Table D-2 Seuils de données climatiques et météo-océaniques

Paramètre	Seuil(s)	Unité	Notes
Vent	≤ 10 ; ≤ 15	m/s	ERA5 à 50 m au-dessus du niveau de la mer
Hauteur significative des vagues (Hs)	≤ 1,0 / 1,5 / 2,0 / 2,5	m	Contrôle de sensibilité sur quatre limites
Période de crête des vagues (Tp)	4 ... 10 ; 4 ... 18	s	Hors de portée = non utilisable
Hauteur de la houle primaire (Hs_swell)	≤ 1,5 ; illimité	m	Effet fort sur les opérations offshore
Courant près de la surface	≤ 1,0 ; ≤ 1,5 ; illimité	m/s	-

APPENDICE E

Projets posés en eau profonde (au-delà de 70 m)

Le tableau ci-dessous présente un extrait des projets en cours de développement dans des eaux de profondeur supérieure à 70 m, ayant initié des travaux d'études de conception et n'ayant pas décidé de la nature flottante des fondations. Les informations de ce tableau sont à prendre avec précaution, le design des projets étant susceptible d'évoluer en cours d'étude.

Table E-1 Liste des projets de parc éolien en mer posés et annoncés en eau profonde

Projet	Pays	État du projet	Puissance (MW)	Type de fondations	Profondeur max. (m)
Manannán - Maritime Area C	Irlande	Zone de développement	1 400	Inconnu	72
Lí Ban - Maritime Area B	Irlande	Zone de développement	1 500	Inconnu	76
Danu - Maritime Area D	Irlande	Zone de développement	1 300	Inconnu	78
Galene	Suède	Permis obtenu	400	Inconnu	83
Sunnanvind	Finlande	Zone de développement	4 000	Inconnu	90
Västvind	Suède	Permis en cours	1 000	Inconnu	100
West of Orkney	Royaume-Uni	Permis obtenu	2 000	Inconnu	100
Caledonia	Royaume-Uni	Permis en cours	2 000	Posé et flottant	100

Source : TGS 4C Offshore base de données, consulté le 29 octobre 2025, et information publique disponible



À propos de DNV

DNV est l'expert indépendant en gestion des risques et en assurance, présent dans plus de 100 pays. Grâce à sa vaste expérience et à son expertise approfondie, DNV fait progresser la sécurité et les performances, établit des références dans l'industrie, inspire et invente des solutions.

Qu'il s'agisse d'évaluer la conception d'un nouveau navire, d'optimiser les performances d'un parc éolien, d'analyser les données des capteurs d'un gazoduc ou de certifier la chaîne d'approvisionnement d'une entreprise alimentaire, DNV permet à ses clients et à leurs parties prenantes de prendre des décisions critiques en toute confiance.

Animée par son objectif, qui est de protéger la vie, les biens et l'environnement, DNV aide à relever les défis et les transformations mondiales auxquels sont confrontés ses clients et le monde d'aujourd'hui et est une voix de confiance pour de nombreuses entreprises parmi les plus prospères et les plus avant-gardistes du monde.