

# Projet de faisabilité technique et économique du parc éolien offshore flottant « Atis » de 864 MW dans la mer Ligure, au large des côtes de la Toscane

Rapport technique général



Signé numériquement par :  
Laura Maria Conti  
Date : 12/12/2024


16:38:

## Révision

Auteur	Vérfié par	Société	Réviser	Approuvé par	Société
Andrea Delussu Michele Dessi Matteo Lana Carla Marcis	Carla Marcis Eleonora Lamanna Corrado Pluchino	Montana S.p.A.	Loreta Bruni Valerio Labattaglia Lisa Di Pietro	Enrico Testa	Eni Plenitude S.p.A

## Document préparé par

### Montana S.p.A

Via Angelo Carlo Fumagalli 6, Milan (MI), 20143, Italie   
segreteria@montanambiente.com

### Ramboll

Ramboll Deutschland GmbH  
Jürgen-Töpfer-Straße 48  
22763  
Hambourg  
Allemagne

 info@ramboll.de



## Coordonnées de la société

### Atis Floating Wind S.r.l

Numéro d'inscription au registre du commerce :  
12645610960 Via Ripamonti 85, Milan (MI), 20141,  
Italie

 [Atisfloatingwind@legalmail.it](mailto:Atisfloatingwind@legalmail.it)

## Contenu

<b>1</b>	<b>Introduction .....</b>	<b>9</b>
<b>1.1</b>	<b>Objectifs du travail .....</b>	<b>9</b>
<b>1.2</b>	<b>Auteur .....</b>	<b>12</b>
<b>1.3</b>	<b>Le rôle de l'énergie éolienne offshore dans la stratégie de décarbonisation .....</b>	<b>14</b>
<b>1.4</b>	<b>La technologie éolienne offshore flottante .....</b>	<b>16</b>
1.4.1	État de l'art des technologies .....	18
1.4.2	Éoliennes .....	18
1.4.3	Fondations flottantes .....	19
1.4.4	Système de fixation des structures flottantes.....	22
1.4.5	Système de raccordement au réseau électrique.....	25
<b>1.5</b>	<b>Présentation du projet.....</b>	<b>25</b>
1.5.1	Phases de développement du projet (chronologie) .....	25
1.5.2	Emplacement du parc éolien .....	29
1.5.3	Description du contexte territorial et environnemental .....	30
1.5.4	Description des principaux composants.....	32
<b>2</b>	<b>Caractéristiques générales de l'ouvrage .....</b>	<b>34</b>
<b>2.1</b>	<b>Composants offshore.....</b>	<b>34</b>
2.1.1	Éolienne.....	34
2.1.2	Sous-station électrique flottante 66/220 kV.....	35
2.1.3	Fondations et systèmes d'amarrage et d'ancrage .....	37
2.1.4	Câbles IAC 66 kV.....	40
2.1.5	Câbles marins 220 kV .....	40
2.1.6	Configuration électrique de l'installation .....	41
2.1.7	Approche de la côte .....	42
2.1.8	Modalités d'installation des composants offshore .....	43
<b>2.2</b>	<b>Composants onshore .....</b>	<b>50</b>
2.2.1	Tronçon de canalisation avec forage horizontal dirigé (FHD) .....	50
2.2.2	Trou de jonction .....	50
2.2.3	Sous-station électrique d'alimentation 220/380 kV.....	51
2.2.4	Conduites souterraines .....	52
<b>3</b>	<b>Calendrier des travaux.....</b>	<b>54</b>
<b>4</b>	<b>Exploitation et maintenance de l'installation .....</b>	<b>55</b>
<b>4.1</b>	<b>Activités de maintenance ordinaire .....</b>	<b>55</b>

4.2	Activités de maintenance extraordinaire.....	56
5	Travaux de démantèlement de l'installation.....	57
6	Conclusions .....	58

## Liste des figures

Figure 1-1 : Installations éoliennes offshore mondiales annuelles, par région [Source : BloombergNEF, publié dans le Global Offshore Wind Report 2022, février 2023].	14
Figure 1-2 : Évolution des éoliennes offshore, avec indication de la puissance nominale unitaire de l'éolienne [MW], du diamètre du rotor [m] et de l'année de mise en service du parc éolien [Source : DNV GL, Clarksons 2021].	19
Figure 1-3 : Types de fondations flottantes : barges, SPAR, semi-submersibles et TLP	20
Figure 1-4 : Types de SKS pour FOWT	22
Figure 1-5 : Types d'ancrages courants pour l'éolien flottant [Source : Bachynki et al 2018]	24
Figure 1-6 : Plan du projet RINA [Source : Élaboration RINA, 2023]	28
Figure 1-7 : Plan du projet Ramboll [Source : Élaboration Ramboll, 2024]	29
Figure 1-8 : Cartographie du parc éolien en projet	29
Figure 1-9 : Cadrage géographique des travaux du projet « Atis »	33
Figure 2-1 : Type de semi-submersible à 3 colonnes, avec tour centrale	37
Figure 2-2 : Système d'amarrage – vue 3D et vue en plan	38
Figure 2-3 : Système d'ancrage – pieux « enfoncés » (à gauche) et pieux « à succion » (à droite)	39
Figure 2-4 : Type de semi-submersible à 4 colonnes, avec base rectangulaire	40
Figure 2-5 : Système d'amarrage – vue 3D et vue en plan	40
Figure 2-6 : Orthophoto de la zone d'accostage	42
Figure 2-7 : Vue d'ensemble des ports identifiés	43
Figure 2-8 : Exemple de construction flottante à l'intérieur d'un bassin de carénage	46
Figure 2-9 : Exemple d'assemblage d'une éolienne	46
Figure 2-10 : Câblage inter-réseaux	49
Figure 2-11 : Type de section d'excavation en TOC avec un seul tuyau (a) et avec un tuyau pour chaque phase (b)	50
Figure 2-12 : Type « trou à joints »	51
Figure 2-13 : Section type de canalisation souterraine	53

## Liste des tableaux

Tableau 2-1 : Caractéristiques dimensionnelles des éoliennes de 18 MW envisagées pour le projet .....	34
Tableau 2-2 : Répartition des travaux par port.....	44
Tableau 2-3 : Aperçu de la méthode de fabrication du flotteur .....	45
Tableau 2-4 : Activités de transport.....	47
Tableau 2-5 : Activités de construction.....	48

## Abréviations et symboles

Abréviations	
<b>AHTV</b>	Navire d'installation d'ancre (Anchor Handling Tug Vessel)
<b>AT</b>	Haute tension
<b>ATu</b>	Remorqueurs d'assistance (Assisting tugs)
<b>CB</b>	Péniche de transport de marchandises (Cargo barge)
<b>CdM</b>	Concession domaniale
<b>CIP</b>	Copenhagen Infrastructure Partners
<b>CTV</b>	Navire pour le transfert de l'équipage (Crew Transfer Vessel)
<b>Décret législatif</b>	Décret législatif
<b>DC</b>	Deck carrier
<b>DEA</b>	Ancre à enfoncement (Drag-Embedment Anchor)
<b>EC</b>	Câble sous-marin (Export cable)
<b>FLIDAR</b>	Détection flottante du vent à l'aide de technologies laser (Floating Light Detection and Ranging)
<b>FOSS</b>	Sous-stations offshore flottantes (Floating offshore sub-stations)
<b>FOWT</b>	Éoliennes offshore flottantes (Floating offshore wind turbine)
<b>G&amp;E</b>	Géophysique et environnement (Geophysics & Environment)
<b>HDPE</b>	Polyéthylène haute densité
<b>HH</b>	Hauteur du moyeu (Hub Height)
<b>HMPE</b>	Polyéthylène à haut module (High Modulus Polyethylene)
<b>HVAC</b>	Courant alternatif haute tension (High Voltage Alternative Current)
<b>IAC</b>	Câble inter-réseaux
<b>MASE</b>	Ministère de l'Environnement et de la Sécurité énergétique
<b>MOREnergy Lab</b>	Laboratoire d'énergie renouvelable marine offshore
<b>MT</b>	Moyenne tension
<b>OC</b>	Câble terrestre (Onshore Cable)
<b>OCV</b>	Navire de construction offshore (Offshore Construction Vessel)
<b>OSS</b>	Sous-station électrique (Onshore sub-station)
<b>OT</b>	Remorqueurs offshore (Offshore tugs)

Abréviations	
<b>OWF</b>	Parc éolien offshore (Offshore Wind Farm)
<b>PE</b>	Polyester
<b>PFTE</b>	Projet de faisabilité technique et économique
<b>POC</b>	Point de connexion (Point of connection)
<b>PNIEC</b>	Plans nationaux intégrés pour l'énergie et le climat
<b>RNA</b>	Rotor et nacelle (Rotor-Nacelle Assembly)
<b>RTN</b>	Réseau national de transport d'électricité
<b>SIA</b>	Étude d'impact environnemental
<b>SKS</b>	Système de maintien en position (Station Keeping System)
<b>SOV</b>	Navire de service (Service Operation Vessel)
<b>TA</b>	Transformateur de courant
<b>TJB</b>	Baie de jonction (Transition Joint Bay)
<b>TLP</b>	Plates-formes à haubans (Tension-Leg Platforms)
<b>TOC</b>	Forage horizontal dirigé
<b>TV</b>	Transformateur de tension
<b>VIA</b>	Évaluation de l'impact environnemental
<b>VLA</b>	Ancrages à charge verticale (Vertically Loaded Anchor)
<b>WTG</b>	Éolienne
<b>WTIV</b>	Navire pour l'installation d'éoliennes (Wind Turbine Installation Vessel)

Symboles	
<b>mm<sup>2</sup> Cu</b>	Section transversale du câble en cuivre

## Résumé

Le présent document constitue le **rapport technique général** du projet de faisabilité technique et économique du parc éolien offshore flottant « Atis » de 864 MW, situé dans la mer Ligure au large des côtes de la Toscane. Les travaux de raccordement au réseau électrique national au point indiqué par Terna concernent le territoire communal de Rosignano Marittimo et de Castellina Marittima, dans la province de Livourne en Toscane.

Ces travaux s'inscrivent dans le cadre institutionnel visé par le décret législatif n° 387 du 29 décembre 2003 « Mise en œuvre de la directive 2001/77/CE relative à la promotion de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables sur le marché intérieur de l'électricité », dont les objectifs sont les suivants :

- promouvoir une plus grande contribution des sources d'énergie renouvelables à la production d'électricité sur le marché italien et communautaire ;
- promouvoir des mesures visant à atteindre les objectifs indicatifs nationaux ;
- contribuer à la création des bases d'un futur cadre communautaire en la matière.

Dans son ensemble, le parc du projet sera composé :

- de 48 éoliennes d'une puissance nominale de 18 MW chacune ;
- des travaux de raccordement au réseau électrique ;
- des réseaux technologiques pour le contrôle du parc.

Pour plus de détails sur les travaux du réseau Terna, veuillez vous reporter aux rapports techniques spécialisés détaillés.

# 1 Introduction

## 1.1 Objectifs du travail

En décembre 2008, la Commission européenne a présenté le paquet énergie-climat, qui définissait les objectifs en matière de climat et d'énergie à atteindre d'ici 2020. Ces objectifs, connus sous le nom de « 20-20-20 », prévoyaient une réduction de 20 % des émissions de gaz à effet de serre par rapport aux niveaux de 1990, une amélioration de 20 % de l'efficacité énergétique et une part de 20 % de la consommation énergétique couverte par des sources renouvelables.

En 2014, la Commission européenne a introduit le cadre pour le climat et l'énergie 2030, qui a ensuite été mis à jour en 2018, définissant trois objectifs stratégiques à atteindre d'ici 2030 :

- une réduction des émissions de gaz à effet de serre d'au moins 40 % par rapport aux niveaux de 1990 ;
- une amélioration de l'efficacité énergétique d'au moins 33 % ;
- une augmentation d'au moins 32 % de la part des énergies renouvelables dans la consommation énergétique.

Conformément à ces objectifs, la Commission européenne a présenté en novembre 2016 le paquet « Une énergie propre pour tous les Européens », qui comprend, entre autres initiatives, l'obligation pour chaque État membre de l'UE d'élaborer des plans nationaux intégrés en matière d'énergie et de climat (PNIEC) d'une durée de 10 ans, pour la période 2021-2030. Dans le but de définir une stratégie pour la décarbonisation de l'UE, le Pacte vert pour l'Europe a été annoncé en décembre 2019. Il vise à atteindre la neutralité carbone de l'UE d'ici 2050, en réduisant la pollution et en soutenant une transition équitable et inclusive afin de promouvoir les entreprises européennes en tant que leaders dans la production et les technologies durables.

Enfin, le 1er février 2023, la Commission a présenté le plan industriel du Pacte vert, qui vise à renforcer la compétitivité de l'industrie européenne à zéro émission nette et à accélérer la transition vers la neutralité climatique. Le plan comprend trois grandes lignes directrices :

- **La loi sur l'industrie zéro émission nette**, qui vise à renforcer la production de technologies propres au sein de l'UE. Cela favorisera une progression rapide vers les objectifs climatiques et énergétiques et renforcera la compétitivité de l'Union européenne. En outre, la loi simplifie le cadre réglementaire pour la production de technologies favorisant la décarbonisation, en accordant un soutien particulier aux technologies stratégiques à zéro émission nette déjà disponibles sur le marché et présentant un fort potentiel de diffusion rapide.
- **La loi sur les matières premières critiques**, qui vise à garantir un approvisionnement durable et sûr en matières premières essentielles pour l'industrie européenne, en réduisant la dépendance vis-à-vis des importations en provenance de certains pays fournisseurs. À cette fin, la législation prévoit des mesures visant à renforcer les chaînes d'approvisionnement nationales et à intensifier les efforts internationaux pour développer des partenariats mutuellement avantageux avec les pays tiers.

- La **réforme de la conception du marché de l'électricité**, qui propose une modification de la réglementation relative au marché de l'électricité. Les nouvelles dispositions visent à réduire la dépendance des prix de l'électricité par rapport au coût des combustibles fossiles, en garantissant une meilleure protection des consommateurs, la stabilité pour les entreprises et une augmentation de l'électricité verte. Cet objectif sera atteint grâce à la mise en place de mécanismes de rémunération stables et à long terme.

De manière générale, l'importance de la décarbonisation dans les politiques européennes se reflète continuellement dans le renforcement des objectifs de décarbonisation. En mars 2023, l'UE a adopté une législation plus stricte visant à renforcer la capacité des énergies renouvelables, en portant l'objectif contraignant de l'UE pour 2030 à 42,5 %, avec l'objectif ambitieux d'atteindre 45 %.

Le 30 juin 2023, le ministère de l'Environnement et de la Sécurité énergétique (MASE) a présenté à la Commission européenne la proposition de mise à jour du Plan national intégré pour l'énergie et le climat (PNIEC), comme l'exige le règlement (UE) 2018/1999 sur la gouvernance de l'Union de l'énergie et l'action pour le climat. La nouvelle version du PNIEC revoit à la hausse la plupart des objectifs fixés dans la version précédente de 2019. Le PNIEC italien définit les objectifs nationaux pour 2030 en matière d'efficacité énergétique, d'énergies renouvelables, de réduction des émissions de CO<sub>2</sub>, ainsi que de sécurité énergétique, d'interconnexions, de marché unique de l'énergie, de compétitivité, de développement et de mobilité durable. La voie tracée par le PNIEC permettrait d'atteindre presque tous les objectifs environnementaux et climatiques de l'UE d'ici 2030, dépassant même dans certains cas les objectifs fixés. La version finale du PNIEC actualisé devra être envoyée à la Commission européenne d'ici juin 2024.

Le projet de PNIEC 2023 prévoit une augmentation significative de la contribution des sources renouvelables dans le secteur de la production d'électricité, avec une part prévue qui passera de 40 % en 2021 à 72 % en 2030 (contre 55 % dans le PNIEC 2019). Cette augmentation est principalement attribuable aux sources renouvelables non programmables, telles que le photovoltaïque et l'éolien, dont la diffusion est favorisée par des coûts d'investissement de plus en plus contenus.

En 2050, les sources renouvelables pourraient couvrir entre 95 % et 100 % de la production électrique en Italie. En particulier, la production d'énergie éolienne offshore flottante pourrait atteindre 50 à 60 TWh, soit 10 % de l'électricité produite, avec au moins 20 GW installés.

Grâce à ses plus de 11 000 km<sup>2</sup> de superficie marine, l'Italie est particulièrement propice au développement de l'éolien flottant, offrant une opportunité significative de produire de l'énergie verte localement et de réduire l'utilisation des sources fossiles, en phase avec la demande croissante en énergie renouvelable.

L'éolien flottant permet une expansion rapide des sources renouvelables, contribuant ainsi à la réalisation des objectifs de décarbonisation d'ici 2030 et 2050. En outre, il crée des opportunités de développement local, telles que la création de plates-formes flottantes, l'industrie navale, les infrastructures portuaires et la production d'hydrogène, avec des avantages pour divers secteurs industriels.

La mer Méditerranée offre des conditions idéales pour l'installation de parcs éoliens offshore flottants, grâce à sa vaste étendue maritime, ses fonds marins profonds et ses vents constants dans certaines zones spécifiques de la péninsule. Ces parcs offrent un potentiel énergétique élevé et ont un impact environnemental moindre que d'autres formes de production d'électricité, car ils sont pratiquement invisibles à l'horizon et donc moins sujets à l'opposition sociale.

En outre, l'éolien offshore flottant a le potentiel d'exploiter des zones marines de grande profondeur et de capter des vents plus forts et plus réguliers, grâce à son emplacement plus éloigné de la côte. Les turbines flottantes ont un impact moindre sur l'écosystème marin que les turbines fixes, car elles ne nécessitent pas la construction de fondations enterrées et génèrent moins de bruit et moins d'ondes de pression, minimisant ainsi l'impact sur les espèces marines. Grâce à ses caractéristiques géographiques, l'Italie est l'un des principaux marchés potentiels pour l'éolien flottant, selon les estimations du Global Wind Energy Council, se positionnant comme le troisième marché mondial potentiel pour cette technologie.

Selon le Marine Offshore Renewable Energy Lab (MOREnergy Lab) et l'École polytechnique de Turin, le potentiel de développement de l'éolien offshore flottant en Italie est considérable, s'élevant à 207,3 GW en termes de capacité installée, soit plus du triple de la capacité cumulée des sources d'énergie renouvelables en 2022, et à 540,8 TWh par an en termes de production, ce qui représente près du double de la demande d'électricité en 2022.

L'Italie se distingue dans des secteurs clés pour la production des technologies nécessaires au développement de l'éolien offshore flottant, tels que la métallurgie, la mécanique de pointe et la construction navale, ainsi que les infrastructures portuaires. Le pays est le deuxième producteur d'acier de l'Union européenne après l'Allemagne, avec 21,6 millions de tonnes, un matériau essentiel à la construction des plates-formes flottantes qui abritent les éoliennes. La logistique d'approvisionnement local est fondamentale pour répondre aux besoins en matières premières telles que le ciment et l'acier, surtout si l'on considère l'importance des « engagements locaux » dans les processus d'autorisation. Cet approvisionnement local offre des avantages concurrentiels en termes de coûts de transport et de disponibilité des matériaux. En tirant parti de son leadership industriel dans des secteurs connexes, l'Italie pourrait créer une chaîne d'approvisionnement nationale pour l'éolien offshore flottant, avec des retombées économiques et sociales importantes, en particulier dans les régions du sud. De nombreux pays étrangers investissent dans le développement de cette technologie, ce qui génère une concurrence mondiale dans le domaine de l'éolien offshore.

## 1.2 Promoteur

Le promoteur, Atis Floating Wind Srl (SPV - *Special Purpose Vehicle* ou société à vocation spécifique), est une société dont l'objectif est l'installation d'un parc éolien offshore flottant d'une capacité de 864 MW au large des côtes de la Toscane. Le projet développé par Atis Floating Wind Srl fait partie d'un portefeuille plus large d'initiatives éoliennes offshore flottantes d'Eni Plenitude, qui comprend un pipeline d'environ 3 GW au total, répartis sur trois projets situés respectivement au large des côtes de la Toscane, des Pouilles et de la Calabre.

Plenitude est une société d'intérêt public contrôlée par Eni, qui se distingue par son modèle intégré tout au long de la chaîne de valeur et basé sur la combinaison de la production d'électricité à partir de sources renouvelables, la fourniture d'énergie et de solutions énergétiques aux clients particuliers et un vaste réseau de bornes de recharge pour véhicules électriques.

Depuis son entrée sur le marché, Plenitude a joué un rôle important dans le secteur des énergies renouvelables en Italie, se positionnant comme l'un des principaux opérateurs du secteur dans le pays, puis a étendu sa présence dans différentes zones géographiques, tant en Europe (France, Espagne, Grèce, Royaume-Uni et Norvège) qu'en dehors de l'Europe (États-Unis, Kazakhstan et Australie).

Actuellement, Plenitude gère une capacité installée de plus de 3,1 GW (à fin octobre 2024) de production à partir de sources renouvelables, principalement générée par des centrales photovoltaïques (~60 %) et des centrales éoliennes terrestres (~40 %). Ces installations sont détenues directement par Plenitude ou gérées par le biais de coentreprises stratégiques, ce qui permet à la société d'assurer une diversification tant technologique que géographique. Plenitude continue d'investir activement dans la construction de nouvelles installations et le développement de projets futurs. La capacité installée d'énergie renouvelable passera à 4 GW en 2024 et atteindra 8 GW d'ici 2027. Ce chiffre devrait dépasser les 15 GW d'ici 2030, maintenant ainsi une forte trajectoire de croissance. Cette croissance est soutenue par un portefeuille de projets de plus de 21 GW, dont 2 GW en construction, 4 GW à un niveau de maturité élevé/moyen et 15 GW à un faible niveau de maturité, avec un accent particulier sur les marchés où la société est déjà présente et bien établie sur le marché de détail. À l'avenir, Plenitude vise à fournir une énergie entièrement décarbonée à ses clients d'ici 2040.

En 2020, Plenitude a fait son entrée sur le marché de l'éolien offshore dans le cadre d'une joint-venture avec HitecVision (appelée Vårgrønn), créée dans le but de soutenir le développement du secteur des énergies renouvelables en Norvège et en Europe du Nord.

En 2021, Plenitude, par l'intermédiaire de Vårgrønn, a conclu un accord avec Equinor pour développer un projet éolien offshore dans la région d'Utsira Nord, en Norvège, et l'année suivante, elle a acquis auprès d'Eni une participation de 20 % dans le parc éolien de Dogger Bank, en collaboration avec SSE Renewables et Equinor. Situé en mer du Nord, au large des côtes britanniques, le parc éolien Dogger Bank est actuellement en construction et sera le plus grand au monde, avec une capacité installée totale de 3,6 GW, capable de fournir de l'énergie renouvelable à environ six millions de foyers au Royaume-Uni.

En avril 2024, Vårgrønn, en collaboration avec Floatation Energy, a également achevé le processus d'autorisation pour le projet GreenVolt, au large des côtes écossaises, qui, avec ses 560 MW de puissance prévue, représente le premier projet éolien flottant de taille industrielle à avoir obtenu toutes les autorisations nécessaires pour participer aux enchères au Royaume-Uni. En septembre 2024, GreenVolt a remporté aux enchères un contrat pour différence d'une durée de 15 ans, devenant ainsi le premier projet basé sur des technologies flottantes à atteindre cet objectif important.

Fin 2023, Plenitude a signé un partenariat avec BlueFloat Energy et Sener Renewable Investments pour le développement de projets éoliens offshore en Espagne, dans le but de se positionner comme leader sur le marché national, avec un portefeuille combiné d'environ 1,25 GW de projets éoliens offshore flottants.

En Italie, Plenitude se présente comme l'un des principaux acteurs du secteur avec des participations dans un portefeuille de projets d'une capacité d'environ 6 GW, différenciés par leur emplacement géographique et leur stade de maturité.

En 2022, par l'intermédiaire de GreenIT, une coentreprise entre Plenitude et Cassa Depositi e Prestiti Equity (CDP), Plenitude a signé un partenariat avec Copenhagen Infrastructure Partners (CIP) pour le développement de deux projets éoliens offshore d'une capacité totale d'environ 750 MW (7SeasMed et Ichnusa Wind Power) au large des côtes de Marsala et du sud-ouest de la Sardaigne. Le projet 7SeasMed est à ce jour le plus avancé en Italie, puisqu'il a été le premier projet basé sur la technologie flottante à obtenir un décret d'EIE positif. La même société a ensuite élargi son portefeuille en 2023 avec l'acquisition de trois autres initiatives (Nurax, Tyrrhenian et Poseidon) entre la Sardaigne et le Latium, portant sa capacité en développement à plus de 2,7 GW.

Toujours en 2023, Plenitude a signé un deuxième partenariat en Italie avec Simply Blue Group afin de collaborer au développement d'une série de projets éoliens offshore flottants en Italie, dont fait partie la présente initiative. En juillet 2024, Plenitude a acquis la participation de Simply Blue Group, devenant ainsi l'unique actionnaire d'Atis Floating Wind Srl.

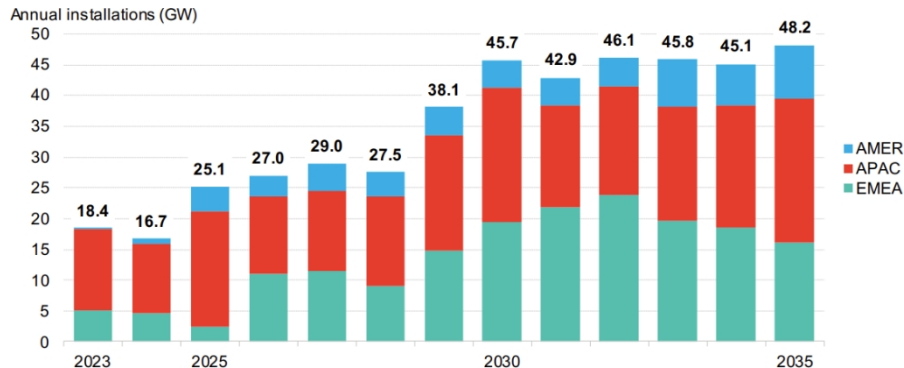
Titre du document	Date	Auteur	Contrôlé par	Statut	Page13 sur 58	 <b>atis</b>
ATI-ING-VIA-RELGEN-R01-00	30/09/2024	Montana	Eni Plenitude	Final		

### 1.3 Le rôle de l'énergie éolienne offshore dans la stratégie de décarbonisation

L'énergie éolienne offshore représente une source d'énergie sûre et économique pour la décarbonisation mondiale du secteur électrique et est considérée comme cruciale pour réduire l'utilisation des combustibles fossiles et atteindre la neutralité climatique d'ici 2050.

Au cours des dernières années, elle a atteint sa pleine maturité commerciale et contribue de manière significative à la production énergétique mondiale. Actuellement, la capacité installée à l'échelle mondiale dépasse 62 GW<sup>1</sup>, produisant plus de 130 TWh d'électricité durable par an<sup>2</sup>. Les pays européens et mondiaux considèrent de plus en plus le secteur éolien offshore comme un élément crucial pour atteindre les objectifs climatiques à long terme et continuent de revoir à la hausse les objectifs de production dans ce domaine. Cela est particulièrement important dans les pays disposant d'une superficie terrestre limitée, où les centres à forte demande en électricité sont situés le long des côtes.

On prévoit donc une augmentation considérable des installations éoliennes offshore dans le monde d'ici 2035, année où l'on prévoit d'atteindre 519 GW installés, et une nouvelle augmentation de 56 fois d'ici 2050, portant le total à 3,4 TW<sup>3</sup>. À cette date, 13 % de l'électricité connectée au réseau mondial sera produite par des parcs éoliens offshore. Les nouvelles installations éoliennes offshore devraient connaître une croissance annuelle moyenne de 14 % jusqu'au milieu du siècle, battant des records annuels presque chaque année. Cette tendance à la hausse se poursuivra tant sur les marchés établis en Europe que sur les nouveaux marchés, soutenue par la mise en place de cadres réglementaires favorables à l'éolien offshore<sup>4</sup>.



(Remarque : AMER = Amériques, APAC = Asie-Pacifique, EMEA = Europe, Moyen-Orient, Afrique).

Figure 1-1 : Installations éoliennes offshore annuelles mondiales, par région [Source : BloombergNEF, publié dans le Global Offshore Wind Report 2022, février 2023].

<sup>1</sup> WoodMackenzie, base de données mondiale sur les projets éoliens offshore, deuxième trimestre 2023

<sup>2</sup> Estimation de DNV, Energy Transition Outlook 2022 (8 % de 1 600 TWh)

<sup>3</sup> DNV, Energy Transition Outlook 2022 (8 % de 1 600 TWh)

<sup>4</sup> DNV, Éolien offshore flottant : les cinq prochaines années, 2022

En pleine mer, le vent est généralement plus fort et plus constant qu'à terre, ce qui permet d'utiliser des éoliennes plus grandes et plus efficaces. Les éoliennes flottantes, en particulier, permettent un accès plus efficace aux ressources éoliennes, en utilisant des machines de plus grande taille et en bénéficiant de vents plus intenses au large des côtes, réduisant ainsi l'impact visuel et paysager et permettant une plus grande flexibilité dans le choix des sites d'installation, car elles peuvent être placées dans des eaux plus profondes. Le facteur de capacité, qui indique le pourcentage d'énergie effectivement produite par rapport à la capacité maximale, est nettement plus élevé pour les éoliennes offshore que pour les éoliennes terrestres, grâce aux conditions de vent plus favorables en mer.

Le facteur de capacité moyen de l'éolien offshore devrait encore augmenter pour atteindre 43 % d'ici 2050, grâce aux progrès technologiques et à l'optimisation de la taille des turbines<sup>5</sup>.

L'éolien offshore apparaît donc comme l'une des technologies énergétiques les plus rentables, capable de constituer un élément fondamental de nombreux systèmes énergétiques modernes et durables, surtout lorsqu'il est associé à d'autres technologies renouvelables à faible coût et à des systèmes de stockage innovants<sup>6</sup>. Avec l'augmentation du nombre de projets éoliens offshore, l'expérience acquise dans ce secteur a en effet contribué à optimiser les coûts de construction, les chaînes d'approvisionnement et les réseaux de distribution, avec la perspective de réaliser des économies d'échelle supplémentaires grâce à la croissance du secteur.

Dans le contexte réglementaire énergétique à l'échelle communautaire, nationale et régionale, l'objectif de diversification des sources d'énergie et de développement de la production d'énergie à partir de sources renouvelables, définies comme « travaux d'utilité publique indifférables et urgents » par le décret législatif n° 387/2003, prévaut. Au niveau national, en référence au Plan national intégré pour l'énergie et le climat (PNIEC) qui, conformément aux orientations de l'Union européenne, a fixé l'objectif de 30 % pour la production d'énergie à partir de sources renouvelables par rapport à la consommation finale brute en 2030, les parcs éoliens offshore sont présentés comme une technologie innovante pour laquelle la production prévue est fixée à 300 MW en 2025 et à 900 MW en 2030. Le décret législatif est intervenu pour souligner l'importance des projets éoliens offshore dans la réalisation de ces objectifs.

n° 77 du 31 mai 2021, converti en loi par la loi n° 108 du 29 juillet 2021 qui a inclus ces installations parmi les « Travaux, installations et infrastructures nécessaires à la réalisation des objectifs fixés par le Plan national intégré énergie et climat (PNIEC) ».

---

<sup>5</sup> Irena 2019, Déploiement, investment, technologie, réseau intégration et aspects socio-économiques aspects.

[https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Oct/IRENA\\_Future\\_of\\_wind\\_2019\\_summ\\_EN.pdf?la=en&hash=D07089441987EBABC7F4BED63B62C83820C18724](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Oct/IRENA_Future_of_wind_2019_summ_EN.pdf?la=en&hash=D07089441987EBABC7F4BED63B62C83820C18724)

<sup>6</sup> The Center for American Progress : L'éolien offshore peut faire baisser les prix de l'énergie et supplanter le pétrole et le gaz, 23 septembre 2022. [L'éolien offshore peut faire baisser les prix de l'énergie et supplanter le pétrole et le gaz - Center for American Progress](#)

Titre du document	Date	Auteur	Contrôlé par	Statut	Page15 sur 58	 atis
ATI-ING-VIA-RELGEN-R01-00	30/09/2024	Montana	Eni Plenitude	Final		

Dans le contexte réglementaire régional en matière d'énergie, il convient de mentionner le Plan régional pour l'énergie et l'environnement de la Toscane (PEAR), qui inclut les parcs éoliens parmi les sources stratégiques de production d'électricité, contribuant ainsi à réduire considérablement l'impact sur l'environnement, notamment grâce à une diminution de l'utilisation des énergies fossiles.

En ce qui concerne les zones offshore, le Plan de gestion de l'espace maritime (PGSM), publié sur le site web du ministère, qui est actuellement en cours d'approbation pour l'évaluation environnementale stratégique, identifie les principales utilisations et les objectifs spécifiques pour la sous-zone « MO/2 - Eaux territoriales de la Toscane » appartenant à la zone maritime « Tyrrhénienne-Méditerranée occidentale », concernée par le développement du parc éolien, parmi lesquels figure « Surveiller et soutenir les expérimentations en cours sur les projets de production d'énergie durable en mer (énergie éolienne, système de production électrique intégré par mouvement des vagues et photovoltaïque) ».

## 1.4 La technologie éolienne offshore flottante

L'éolien offshore flottant est un secteur en forte croissance en Europe. Le développement de cette technologie permet d'exploiter des sites riches en ressources, mais où l'utilisation de structures fixes entraînerait des coûts trop élevés. Les systèmes dans lesquels les plateformes sont ancrées au fond marin peuvent avoir différentes sous-structures flottantes. Chacune d'entre elles peut garantir différentes performances de flottabilité et de stabilité. Dans les installations construites à proximité des zones portuaires, le choix du type de sous-structure dépend du tirant d'eau des eaux portuaires. Bon nombre des technologies mises au point dans le secteur de l'éolien offshore ont été commercialisées grâce aux différents instruments de financement mis à disposition par la Commission européenne. Ce processus d'innovation continu a permis d'améliorer les performances et la conception des plates-formes en termes, par exemple, de poids et de tirant d'eau.

Au cours des dernières années, plusieurs projets de démonstration et commerciaux de turbines éoliennes flottantes ont été réalisés dans le monde entier, démontrant la faisabilité et l'efficacité de cette technologie. Avec les progrès supplémentaires réalisés en matière de conception et d'ingénierie, la technologie éolienne offshore flottante devrait continuer à se développer et à contribuer de manière significative à la production d'énergie renouvelable à l'échelle mondiale.

En janvier 2009, le premier éolien flottant expérimental, d'une puissance de 80 kW et situé dans une zone où la profondeur des fonds marins atteint 113 mètres, a été installé au large des côtes des Pouilles par un consortium dirigé par la société néerlandaise Blue H. Technologies. Ce projet, qui s'est achevé à l'été 2010, a fourni des données précieuses pour le développement d'autres projets, notamment :

- **Hywind Scotland** : la première installation à échelle industrielle a commencé à produire de l'électricité au large des côtes de Peterhead, en Écosse, en 2017. Cette installation, d'une puissance totale de 30 MW et composée de 6 turbines de 5 MW chacune, représente une étape importante dans le développement de l'éolien flottant. L'investissement total s'est élevé à 200 millions d'euros, avec la participation principale de la société énergétique norvégienne Equinor. Hywind Scotland a atteint un facteur de capacité moyen remarquable de 54 %, le plus élevé jamais enregistré pour une installation

de ce type. Ce succès montre que l'éolien flottant peut offrir des performances comparables, voire supérieures, à celles des éoliennes offshore traditionnelles à fondations fixes<sup>7</sup>.

- **Windfloat Atlantic** : en 2020, la centrale Windfloat Atlantic, située dans des eaux d'une profondeur de 100 mètres à 18 km au large des côtes de Viana do Castelo au Portugal, a été mise en service. Cette installation est le premier parc éolien offshore flottant semi-submersible au monde, composé de trois turbines de 8,4 MW chacune, pour une puissance totale de 25 MW. Le projet a été financé par la Banque européenne d'investissement, démontrant ainsi le soutien de la Communauté européenne à ce type d'initiatives.
- **Kincardine** : en 2021, le parc de Kincardine, situé à 15 km au large des côtes d'Aberdeen en Écosse, dans des eaux d'une profondeur comprise entre 60 et 80 mètres, est entré en service. Ce parc, équipé de cinq turbines de 9,5 MW chacune produites par Vestas, est monté sur un système de fondations flottantes semi-submersibles en acier. Avec une capacité totale de 47,7 MW, elle représente actuellement la plus grande centrale éolienne offshore flottante au monde.
- **Floatgen** : la France a lancé un projet pilote avec l'installation réalisée en 2017 par l'École Centrale de Nantes et conçue par BW Ideol. D'autres projets pilotes sont en cours de développement en Méditerranée, notamment EolMed, Lion Wind et Provence Grande Large.
- **Three Gorges Pioneer** : la Chine a installé sa première éolienne flottante offshore, la Three Gorges Pioneer, à Yangjiang, dans le Guangdong, en juillet 2021, et a poursuivi avec deux autres projets de démonstration.
- **Hywind Tampen** : après le succès de Hywind en Écosse, Equinor a lancé le projet Hywind Tampen en mer du Nord, au large de la Norvège. Cette installation, destinée à alimenter deux plateformes d'extraction de gaz, aura une puissance totale de 88 MW, contribuant ainsi de manière significative à la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>.

Au total, en 2022, 66,4 MW de capacité éolienne flottante ont été mis en service dans le cadre de projets pilotes et de démonstration, portant la capacité opérationnelle totale de l'éolien offshore flottant connecté au réseau à 120 MW. Ces installations sont réparties dans plusieurs pays européens, notamment au Royaume-Uni, au Portugal, en Norvège, en France et en Espagne, ainsi qu'au Japon et en Chine. En outre, environ 300 projets éoliens offshore flottants sont en cours de développement dans le monde entier, dont 60 dans les eaux italiennes.

L'exploitation des parcs éoliens flottants européens, tels que Kincardine et Hywind en Écosse et WindFloat Atlantic au Portugal, démontre la faisabilité technique et économique de cette technologie. Selon un rapport récent du Global Wind Energy Council<sup>8</sup>, le marché de cette technologie est en phase de transition entre la phase pilote et la phase commerciale, avec un démarrage de la phase commerciale complète prévu vers 2026-2027. Dans cette perspective, l'Italie est identifiée comme l'un des pays ayant le plus grand potentiel de développement au niveau mondial, après l'Irlande et la Norvège.

---

<sup>7</sup> Equinor, [Equinor célèbre les 5 ans d'exploitation du premier parc éolien flottant au monde - Equinor](#), publié le 29 décembre 2022

<sup>8</sup> GWEC, 2023 ; *Rapport annuel du GWEC*

### 1.4.1 État de l'art des technologies

Comme indiqué précédemment, la technologie éolienne flottante progresse rapidement. Elle devrait atteindre un niveau de maturité avancé tant sur le plan industriel que commercial dans les années à venir, afin de répondre aux objectifs de production d'électricité offshore fixés par les pays et aux exigences des appels d'offres.

On prévoit une avancée technologique considérable dans le domaine de l'éolien flottant, qui entraînera une réduction des coûts, le lancement d'une production à grande échelle et l'expansion de ses applications, même dans les eaux les plus profondes. Cela sera possible grâce à l'accumulation de connaissances issues des opérations quotidiennes, des performances des éoliennes et d'événements tels que le remplacement des principaux composants des structures éoliennes flottantes en service et de celles dont l'installation est prévue à court terme. En outre, la recherche et le développement à l'échelle mondiale contribuent à une meilleure compréhension de cette technologie et à son développement industriel.

### 1.4.2 Éoliennes

Au cours des dernières années, des progrès significatifs ont été enregistrés dans la technologie des éoliennes, visant à améliorer leur efficacité, leur fiabilité et à réduire leurs coûts. Les éoliennes modernes ont une capacité 21 fois supérieure à celles du premier parc éolien offshore Vindeby installé en 1991 au Danemark, et des modèles encore plus performants sont actuellement en cours de développement.

Les pales éoliennes modernes présentent une amélioration de la dynamique de flottabilité, ainsi que des innovations en matière de capteurs qui rendent les pales aérodynamiques « intelligentes » ; cela représente un domaine de développement crucial pour l'industrie au cours de cette décennie. L'une des principales avancées dans la technologie des éoliennes est le développement constant de modèles de plus en plus grands. Cette augmentation de taille permet de capter une plus grande quantité d'énergie par unité et de réduire le nombre total d'éoliennes nécessaires pour une puissance égale de l'installation.

Actuellement, les turbines les plus puissantes disponibles sur le marché sont fabriquées par Vestas, avec une puissance de 15 MW (modèle V236-15.0). Ces turbines ont un diamètre de 236 m et une surface balayée supérieure à 43 742 m<sup>2</sup>, avec une capacité de production pouvant atteindre 80 GWh/an, en fonction des conditions spécifiques du site. Elles sont conçues pour résister à des conditions de vent extrêmes pouvant atteindre 50 m/s. Il existe également des prototypes de turbines de 16 MW développés par Goldwind (Chine) et des prototypes de 18 MW réalisés par GE Renewable Energy (France) et Mingyang Wind Power (Chine), qui a même annoncé un prototype pouvant atteindre 22 MW. Au cours des prochaines années, les fabricants de turbines devraient commercialiser de nouveaux modèles qui s'adapteront également aux besoins des marchés émergents de l'éolien offshore.

Il convient de souligner que le régime anémométrique offshore se caractérise souvent par des vents plus constants que dans les environnements terrestres, avec des vitesses de vent qui augmentent à mesure que l'on s'éloigne de la côte, grâce à l'absence d'obstacles physiques tels que la morphologie terrestre ou les structures humaines.

L'installation d'éoliennes offshore n'est pas soumise aux mêmes contraintes de construction et de transport que les éoliennes terrestres, dont le transport est souvent limité par la taille des pales et la disponibilité de vents adaptés, principalement dans les zones montagneuses ou vallonnées.

Il est donc essentiel que le projet actuel offre une flexibilité suffisante pour intégrer les mises à jour technologiques et les optimisations qui auront lieu jusqu'à la décision finale d'investissement, garantissant ainsi la solution de turbines la meilleure et la plus efficace pour le contexte spécifique du projet.



Figure 1-2 : Évolution des éoliennes offshore, avec indication de la puissance nominale unitaire de l'éolienne [MW], du diamètre du rotor [m] et de l'année de mise en service du parc éolien [Source : DNV GL, Clarksons 2021].

### 1.4.3 Fondations flottantes

La fondation flottante est essentielle pour garantir la stabilité de la turbine et optimiser l'efficacité de la production d'énergie, en stabilisant la structure contre les mouvements de l'océan et du vent. Bien que l'utilisation des fondations flottantes dans l'éolien offshore en soit encore à ses débuts, l'expérience accumulée dans la conception de structures flottantes navales et offshore remonte à plusieurs décennies, voire plusieurs siècles. En particulier, l'industrie pétrolière et gazière conçoit des plates-formes flottantes depuis environ soixante-dix ans, contribuant ainsi à des progrès documentés au fil du temps dans la conception de structures marines capables de résister aux conditions extrêmes de l'océan pendant de longues périodes, souvent des décennies.

Actuellement, il existe quatre grandes catégories de fondations flottantes (voir figures 1 à 3) qui peuvent être utilisées pour classer la plupart des projets. Ces mêmes principes de conception s'appliquent également à la plupart des projets éoliens flottants, quels que soient les matériaux de construction utilisés. Les principales distinctions entre ces quatre catégories de fondations, outre les différences évidentes de forme, découlent des principes utilisés pour garantir la flottabilité et la stabilité.

Bien qu'elles partagent le principe d'Archimède pour atteindre l'équilibre, tant en termes de translation que de rotation, cet équilibre est obtenu par des mécanismes différents :

- **Barge**, une structure à faible tirant d'eau, avec une surface très large, qui garantit la stabilité de la superstructure.
- **SPAR**, constitué de structures monolithiques à fort tirant d'eau et centre de gravité très bas. Cette position très basse du centre de gravité permet une grande hauteur métacentrique (distance entre le centre de gravité et le centre d'application de la force de flottabilité), appliquant ainsi un contre-bras de la force de flottabilité qui maintient la structure stable.
- **Semi-submersibles**, constitués d'un ensemble de trois colonnes ou plus espacées les unes des autres. Lorsque la structure pivote, les variations d'effort de ces colonnes créent une force d'équilibrage qui est appliquée par un bras de levier à partir du centre de masse de la structure, la stabilisant ainsi.
- **Plates-formes à haubans (Tension-Leg Platforms, TLP)**, constituées d'une structure hautement flottante maintenue en position grâce à une série de haubans (tirants). La stabilité est principalement assurée par le système d'amarrage.

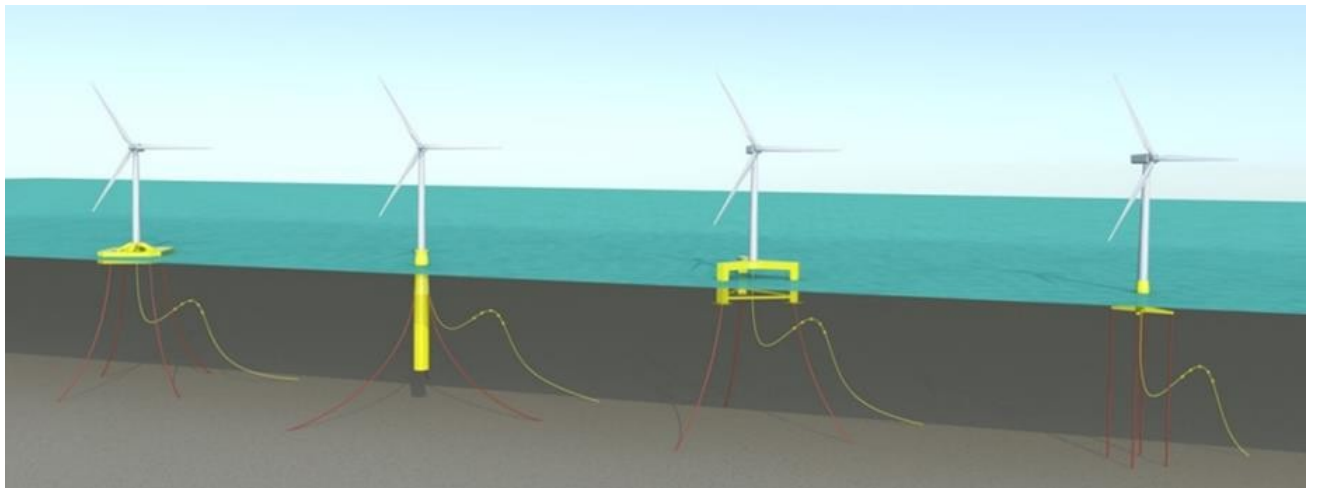


Figure 1-3 : Types de fondations flottantes : barges, SPAR, semi-submersibles et TLP.

Les efforts de recherche se sont jusqu'à présent concentrés principalement sur l'industrialisation et la normalisation des processus de construction, ainsi que sur la réalisation des économies d'échelle nécessaires pour rendre les fondations flottantes pour l'énergie éolienne pleinement compétitives par rapport aux autres sources d'énergie renouvelable. En outre, des efforts importants sont déployés pour garantir la fiabilité et la sécurité de ces turbines, en particulier dans des conditions maritimes extrêmes. Cependant, la maturité technique et commerciale de nombreux prototypes de fondations flottantes est encore limitée.

À l'heure actuelle, seuls deux modèles de fondations flottantes ont atteint un niveau de maturité suffisant pour être utilisés à grande échelle dans les parcs éoliens offshore. Il s'agit des modèles suivants :

- **SPAR**

Ce modèle utilise une structure en forme de bouée (spar) qui flotte sur l'eau. L'éolienne est montée sur la partie supérieure du spar, tandis que le poids sous-marin assure la stabilité. Les SPAR sont adaptés aux eaux profondes et aux conditions de vagues importantes.

- **Plates-formes semi-submersibles**

Ce type de fondation flottante a une structure similaire à celle d'une plate-forme offshore, avec des colonnes verticales s'étendant sous la surface de l'eau. Les éoliennes sont montées sur le dessus de la plate-forme. Les plates-formes semi-submersibles offrent une bonne stabilité et conviennent aux eaux moins profondes.

Ces deux modèles relèvent les défis des fondations flottantes et contribuent à l'expansion de l'énergie éolienne offshore. Cependant, le nombre croissant d'éoliennes flottantes qui seront mises en service dans les années à venir devrait accélérer l'industrialisation de ces technologies.

Deux matériaux principaux sont utilisés dans la construction des fondations flottantes : l'acier, le béton armé ou une combinaison des deux. Ces matériaux peuvent être utilisés dans les quatre principaux types de fondations flottantes mentionnés ci-dessus. Le choix du matériau (béton ou acier) nécessite une analyse détaillée sur le plan économique, environnemental, social et de la chaîne d'approvisionnement, en tenant compte des différentes exigences et politiques industrielles, ainsi que des systèmes d'incitation disponibles, tout en prenant en considération le cycle de vie global des installations dans une perspective d'économie circulaire.

Parmi les considérations importantes pour le choix du type de fondation, il y a également celles concernant la construction et l'assemblage ; certains types de fondations nécessitent des ports d'une profondeur considérable, de grands espaces d'assemblage et une logistique d'accès adaptée à la taille des produits semi-finis.

Au cours des phases de conception, une évaluation des alternatives disponibles en matière de fondations et d'éoliennes a été réalisée, et une évaluation a été effectuée en fonction des caractéristiques du site, de la disponibilité de la chaîne d'approvisionnement locale et des ports, des flotteurs et des éoliennes potentiellement disponibles sur le marché, du coût de l'investissement et des dépenses d'exploitation : la solution proposée est jugée satisfaisante tant du point de vue technique que de la sécurité. Toutefois, des améliorations supplémentaires seront apportées au cours des phases d'ingénierie détaillée, en tenant compte des résultats des études météorologiques et géophysiques.

#### 1.4.4 Système de fixation des structures flottantes

La structure d'ancrage sur laquelle est montée l'éolienne a pour but de maintenir la plate-forme flottante dans une position spécifique par rapport à un point fixe ou dans un secteur défini autour de celui-ci. Le système de maintien en position (« Station Keeping System – SKS ») d'une éolienne offshore flottante comprend les lignes d'ancrage et les fondations qui transmettent les forces du système au fond marin. Un SKS bien conçu est essentiel pour garantir le fonctionnement sûr et fiable du câble électrique qui relie les turbines entre elles (câble inter-réseau, IAC), chargé d'exporter l'énergie vers le réseau ou la sous-station offshore, le cas échéant. Le système d'ancrage se compose généralement de 3 à 6 câbles, en fonction de la technologie de flottabilité et des conditions du site. Il existe quatre principaux types d'ancrage, chacun basé sur des principes de fonctionnement différents :

- **Éléments semi-tendus** (« semi-taut ») : ces systèmes combinent l'utilisation de la caténaire dans la partie inférieure des lignes (en particulier au contact du fond marin) avec des lignes tendues dans les sections restantes. Cette solution offre les avantages des deux modes, permettant l'utilisation des mêmes ancrages que les systèmes à caténaire, qui sont généralement plus faciles à gérer et plus compétitifs en termes de coûts d'installation.
- **Caténaire** (« catenary ») : grâce au poids des cordages, le système peut s'auto-stabiliser. Cette méthode d'amarrage est particulièrement efficace dans les eaux peu profondes (jusqu'à 200-300 m). Au-delà de cette limite, le poids des cordages pourrait compromettre la flottabilité de la fondation. Dans ce type d'amarrage, les ancres sont principalement soumises à des charges horizontales.
- **Éléments tendus** (« taut ») : ces systèmes exploitent la flexibilité des cordages pour limiter le mouvement des fondations flottantes. Les cordages s'étirent et se rétractent pour maintenir la position de la fondation, à l'instar d'un ressort qui revient à sa position d'équilibre. La possibilité d'utiliser différents matériaux, tels que le polyéthylène (PE) ou le nylon, rend ces systèmes adaptés à différentes profondeurs d'eau, des eaux peu profondes (70-80 m) aux eaux très profondes (<1 000 m). Dans cette configuration, l'ancre est soumise à des charges horizontales et verticales.
- **Amarrage à jambes sous tension** (« tension leg ») : ce type de lignes est utilisé exclusivement pour les fondations flottantes de type TLP. Elles nécessitent des matériaux aux paramètres très rigides, notamment en termes de rigidité élevée et de faible allongement dans le temps (fluage), car elles doivent résister à des tensions élevées et constantes pendant toute leur durée de vie.

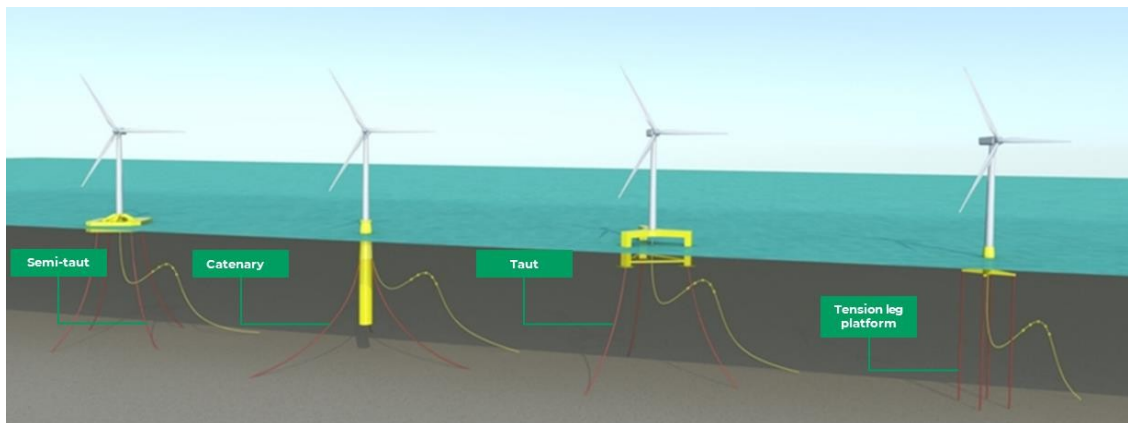


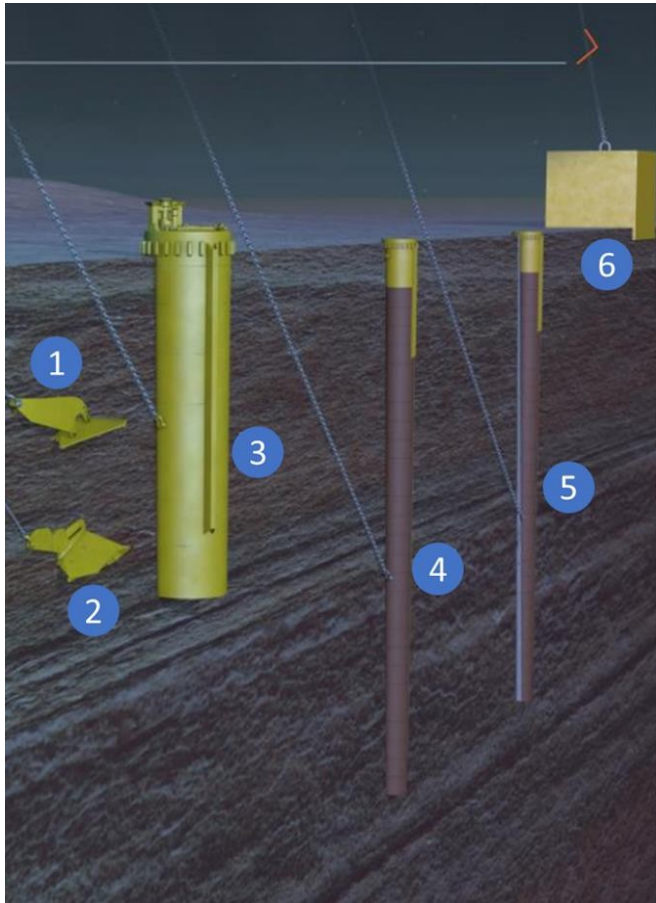
Figure 1-4 : Types de SKS pour FOWT

Selon le type d'amarrage, certains matériaux seront préférés à d'autres en raison de leurs propriétés structurelles et physiques spécifiques. En règle générale, la plupart des systèmes d'amarrage, quelle que soit leur configuration, seront réalisés à l'aide des matériaux suivants :

- chaîne en acier ;
- câble en acier ;
- polyester (PE) ;
- nylon ;
- polyéthylène haute densité (HMPE).

Une fois que les lignes d'amarrage atteignent le fond marin, elles sont reliées aux ancres. Ces points d'ancrage garantissent que les forces exercées sur la structure flottante, transmises par les lignes d'amarrage, sont correctement transférées au fond marin. Étant donné que les différents types de sol ont des propriétés structurelles différentes, le choix de la solution d'ancrage nécessite une étude géotechnique approfondie du fond marin. Parmi les systèmes d'ancrage les plus courants pour les parcs éoliens offshore flottants, on peut citer les suivants :

- **Ancres à enfoncement** (« Drag-Embedment Anchor - DEA ») : ce type d'ancrage fonctionne en s'enfonçant dans le fond marin. Sa capacité de charge est principalement orientée horizontalement, ce qui le rend plus adapté aux systèmes d'amarrage de type caténaire ou semi-tendus.
- **Ancres à charge verticale** (« Vertically Loaded Anchor - VLA ») : similaires aux DEA dans leur structure et leur installation, ces ancres peuvent supporter à la fois des charges verticales et horizontales.
- **Pieux à succion** (« Suction pile ») : principalement utilisables dans les sols drainés, ces pieux peuvent supporter des charges verticales et horizontales. Ils sont installés en les positionnant verticalement et en créant un vide partiel dans leur cavité. Cette pression négative entraîne le pieu dans le fond marin, le fixant ainsi en position.
- **Pieux battus** (« Driven pile ») : utilisables aussi bien sur des sols drainés que cohésifs, ces pieux peuvent supporter des charges verticales et horizontales. Ils sont installés par battage ou vibration.
- **Pieux forés** (« Drill and Grouted - D&G - pile ») : ils sont choisis lorsque les autres solutions ne sont pas utilisables, c'est-à-dire sur des sols très résistants à l'enfoncement, comme les sols rocheux. Ils sont installés après avoir foré le fond marin à l'aide d'équipements spécialisés, puis fixé le pieu en place avec un mortier de ciment.
- **Ancres à gravité** : la capacité de retenue de ces ancres dépend de la charge verticale générée par leur poids et de la charge horizontale générée par le frottement avec le fond marin. Afin de limiter les déplacements des éoliennes et des fondations flottantes, ces ancres peuvent être de taille et de masse considérables, ce qui rend leur mise en œuvre difficile.



1. Ancre à traînée
2. Ancres à charge verticale
3. Pieux aspirés
4. Pieux enfoncés
  - Pieux forés
  - Ancres à gravité

Figure 1-5 : Types d'ancrages courants pour les éoliennes flottantes [Source : Bachynki et al 2018]

Les systèmes d'amarrage et d'ancrage mentionnés ont été principalement développés dans le secteur pétrolier offshore et sont largement utilisés depuis les années 80, lorsque l'exploration et la production d'hydrocarbures ont commencé à s'étendre à des eaux de plus en plus profondes. Étant donné que ces solutions ont été utilisées pour ancrer des structures de dimensions et de poids comparables ou supérieurs à ceux des parcs éoliens offshore flottants, il est raisonnable de considérer qu'elles sont facilement adaptables à cette utilisation.

Le choix entre les différents types d'ancrage dépend principalement du type de substrat du fond marin et des conditions météorologiques et maritimes, qui peuvent faciliter ou non l'installation de pieux par enfoncement ou forage. Afin de déterminer la solution d'ancrage optimale et de la dimensionner correctement, il est nécessaire de réaliser des études géologiques et géophysiques détaillées du fond marin, ainsi qu'une évaluation des conditions météorologiques et maritimes.

### 1.4.5 Système de connexion au réseau électrique

Le système de connexion électrique entre les parcs éoliens offshore flottants (FOWF) et le réseau de transport se compose de quatre éléments principaux :

- les **lignes de connexion** entre les turbines à l'intérieur du parc (câbles inter-réseaux) ;
- les **sous-stations flottantes** pour la collecte et l'élévation de la tension (FOSS) ;
- les **lignes de transport** entre le parc éolien et la terre ferme (câbles d'exportation) ;
- **l'arrivée des câbles** sur la côte, avec traversée par forage horizontal dirigé (TOC) et canalisation terrestre enterrée ;
- les **stations de transformation et de raccordement au réseau**.

En ce qui concerne les câbles inter-réseaux, alors que dans les parcs à fondations fixes, les câbles d'alimentation sont enfouis sous le fond marin, dans les parcs à turbines flottantes, les câbles doivent être dynamiques pour s'adapter aux mouvements de la sous-structure flottante. Ces câbles dynamiques doivent présenter une résistance mécanique et une flexibilité considérables pour supporter les impacts combinés des courants, des vagues et des mouvements de la structure flottante.

Les câbles d'exportation, généralement reliés à des sous-stations flottantes, seront constitués d'une partie dynamique et d'une partie statique.

La pose de câbles sur les fonds marins pour relier les réseaux de transport d'électricité est une activité bien établie, avec de nombreux exemples en Méditerranée. Un exemple significatif est le câble posé à la plus grande profondeur au monde, réalisé par Terna pour relier la Sardaigne à l'Italie, à une profondeur pouvant atteindre 1 600 mètres. Les techniques de pose des câbles comprennent la pose sur le fond marin, avec ou sans protection, la pose en tranchée et la pose dans des tunnels sous-horizontaux. Toutes ces techniques sont largement utilisées et la compréhension de leurs impacts environnementaux est consolidée au fil du temps. Les câbles dynamiques à haute tension, soumis à des contraintes mécaniques dues aux courants, constituent un élément d'innovation significatif. Les câbles dynamiques à moyenne tension sont toutefois généralement utilisés dans l'industrie offshore.

## 1.5 Présentation du projet

### 1.5.1 Phases de développement du projet (chronologie)

En juin 2022, le promoteur a lancé une étude visant à identifier le site d'implantation de l'installation, dans le but de repérer les zones propices au développement d'éoliennes offshore. L'analyse a été élaborée en attribuant des macro-zones d'analyse et des priorités à chacune d'entre elles (faible, moyenne, élevée).

Les macro-zones d'analyse ont été identifiées sur la base des critères suivants :

- **Ingénierie** : critères qui influencent la faisabilité d'un site potentiel.
- **Autorisation** : critères environnementaux qui influencent la possibilité d'autoriser un site.
- **Licence sociale d'exploitation** : critères représentant les impacts sur les parties prenantes.
- **Commercial** : critères représentant la rentabilité commerciale du projet.

Titre du document	Date	Auteur	Contrôlé par	Statut	Page25 sur 58	
ATI-ING-VIA-RELGEN-R01-00	30/09/2024	Montana	Eni Plenitude	Final		

Une fois la macro-zone appropriée identifiée, le promoteur a effectué une analyse des risques qui a permis de déterminer la zone du projet en fonction des facteurs suivants :

- distance par rapport aux infrastructures de connexion ;
- distance par rapport aux ports ;
- habitat, ornithologie et paysage ;
- pente du fond marin et bathymétrie ;
- risques géologiques ;
- activités de pêche/trafic maritime ;
- restrictions de vol (c'est-à-dire, drones) ;
- plan de l'espace marin.

Les paramètres analysés pour chaque macro-zone sont présentés ci-dessous.

**Commercial :**

- présence de concurrents ;
- distance par rapport à la connexion terrestre ;
- distance des ports ;
- coût actualisé de l'électricité (LCOE) ;
- proximité des zones de recherche ;
- vitesse du vent ;
- zones désignées et plans de l'espace marin ;
- itinéraires alternatifs sur le marché.

**Ingénierie :**

- bathymétrie moyenne ;
- profondeur et pente du fond marin ;
- sédiments superficiels ;
- hauteur moyenne significative des vagues ;
- vitesse du courant.

**Autorisation :**

- archéologie et sites du patrimoine culturel ;
- avifaune, poissons, mammifères marins ;
- communautés benthiques ;
- zones marines protégées et parcs nationaux ;
- implications transfrontalières.

**Parties prenantes :**

- tourisme maritime et côtier ;
- pêche commerciale ;
- loisirs et activités récréatives en mer ;
- acceptation de la région vis-à-vis de l'éolien offshore ;
- transport maritime – expédition ;
- sécurité et surveillance (y compris l'aviation).

Une fois le site du projet choisi, des études de préfaisabilité ont été lancées afin de préparer le dossier nécessaire à la transmission de la demande de raccordement (STMG), de la concession domaniale (CdM) et du scoping.

La documentation présentée lors de la phase de cadrage contenait le projet préliminaire élaboré, avec le soutien de la société RINA S.p.A, lors de la première phase d'ingénierie. Parallèlement au déroulement de la procédure d'autorisation, des études d'ingénierie ont été lancées pour la préparation du projet de faisabilité technique et économique, menées en coopération avec la société Ramboll Deutschland GmbH.

Les études d'ingénierie réalisées comprenaient :

- une évaluation spécifique du site d'implantation (géologique, hydraulique et météo-océanique) ;
- dépistage, classification et sélection des options d'installations (WTG, flotteur/amarrage, électrique) pour le site proposé ;
- développement de la configuration de l'installation et optimisation du rendement énergétique ;
- élaboration d'une conception préliminaire des différents éléments de l'installation ;
- schéma général, plan exécutif et opérationnel, y compris les estimations de coûts correspondantes.

Dans le cadre des études détaillées, les spécifications techniques pour les études géophysiques et environnementales (G&E), ainsi que pour la surveillance de la faune, ont été définies et lancées respectivement avec GBT/AALEA et ERM S.p.A.

Les procédures d'installation des technologies de mesure du vent (FLiDAR), nécessaires à la définition des phases suivantes du projet de parc éolien offshore, ont également été définies. Les autorisations pour l'installation de la bouée ont été obtenues en novembre 2024 et les mesures ont commencé en décembre 2024.

Au cours des études, grâce à l'acquisition d'informations sur le site et les technologies, des optimisations de la configuration ont été effectuées afin d'améliorer le rendement énergétique (rendement énergétique de l'installation) et la conception électrique (réduction des pertes et fiabilité du système). Les principales alternatives évaluées et les choix de conception préférés sont présentés ci-dessous.

Au départ, différents agencements ont été développés, tenant compte de turbines de capacités différentes et d'écart variables entre les éoliennes, afin de réduire au minimum les effets de sillage. De plus, sur la base du rapport type entre le rayon d'amarrage et la profondeur de l'eau, une zone tampon de 1,1 km a été prévue à partir de la limite du site du projet afin d'éviter que le système d'amarrage ne le traverse. De plus, la même zone tampon est envisagée pour la zone d'exclusion en raison de la présence de coraux.

Des réductions supplémentaires ont été apportées au polygone dans la zone sud-ouest afin de se conformer à la planification des espaces maritimes et dans la zone nord-ouest afin d'éviter la zone militaire.

Les résultats de ces études ont conduit au choix de la configuration à présenter dans le cadre de l'étude d'impact environnemental (EIE), qui prévoit l'utilisation de turbines de 18 MW, actuellement considérées comme la solution optimale d'un point de vue technique et économique.

De plus, des optimisations ont été apportées à l'emplacement des sous-stations offshore, situées dans des zones à faible pente afin de faciliter les opérations d'installation et dans une position barycentrique afin de réduire au minimum la longueur des câbles du réseau et, par conséquent, les pertes électriques.

Au cours de la conception préliminaire, différentes options ont été évaluées pour le tracé du câble d'exportation et le tronçon présentant le moins de risques du point de vue des contraintes environnementales a été choisi. Le choix du tracé terrestre a également été influencé par les demandes de TERNA, communiquées par le biais de la proposition de STMG, pour le raccordement au RTN.

Les figures suivantes représentent les deux configurations de l'installation prévues respectivement lors de l'étude de préfaisabilité (Figure 1-6) et lors de la rédaction du projet de faisabilité technique et économique (Figure 1-7).

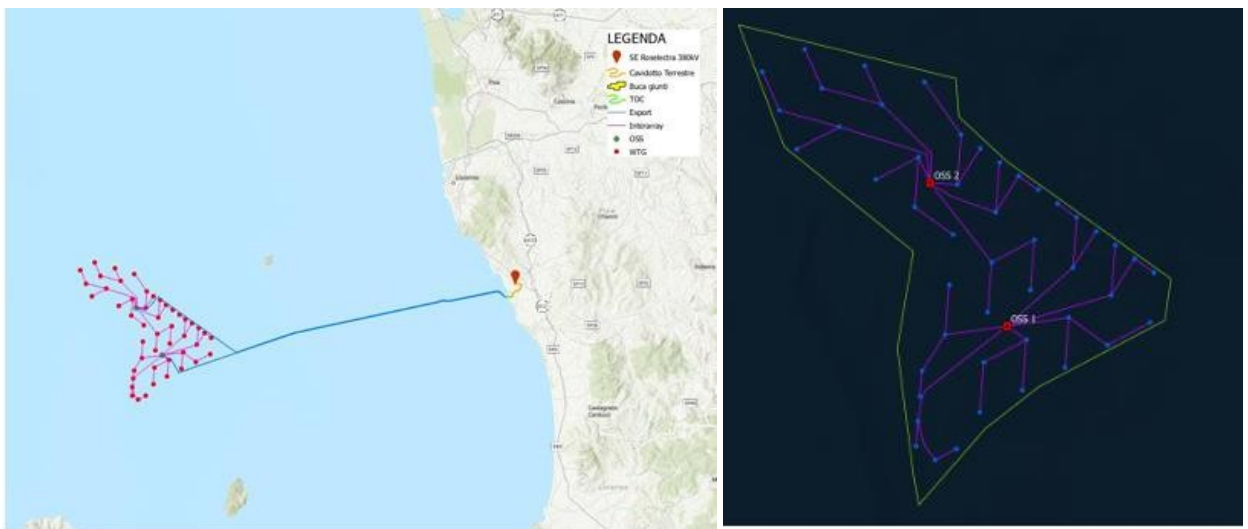


Figure 1-6 : Plan du projet RINA [Source : Élaboration RINA, 2023]

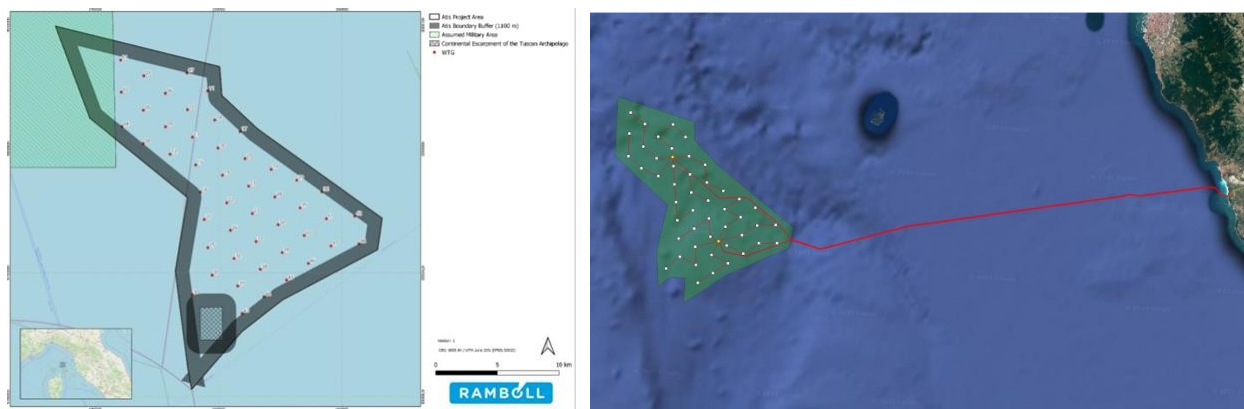


Figure 1-7 : Schéma du projet Ramboll [Source : Élaboration Ramboll, 2024]

### 1.5.2 Emplacement du parc éolien

Le projet « Atis » concerne la construction d'un parc éolien offshore flottant dans les eaux de la mer Ligure et, plus précisément, dans une zone cartographiée par les coordonnées barycentriques P0 (43° 19' 20.0394" N, 9° 37' 38.6429" E) dans le système de référence WGS84-UTM zone 32N (Figure 1-1). La zone du site d'installation présente une profondeur de fond comprise entre -250 et -630 m au-dessus du niveau de la mer et se trouve à une distance minimale d'environ 17 km de l'île de Gorgona, à 22 km de l'île de Capraia et à 55 km des côtes de la Toscane continentale, plus précisément de la localité de Calafuria, dans les eaux face à l'archipel toscan, dans la province de Livourne.

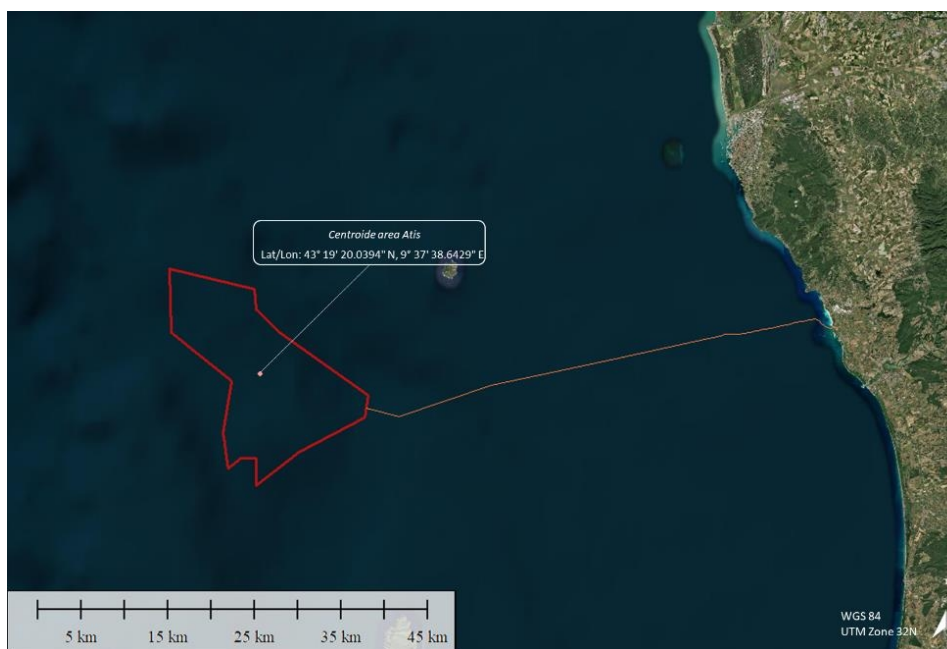


Figure 1-8 : Cartographie du parc éolien en projet.

Le projet, qui s'étend sur une superficie d'environ 264 km<sup>2</sup>, prévoit l'installation de 48 éoliennes flottantes, d'une puissance de 18 MW chacune, pour une capacité totale de 864 MW. Les éoliennes seront reliées par une série de câbles sous-marins (IAC - Inter-array cable) à deux sous-stations électriques flottantes offshore (FOSS - Floating offshore sub-stations).

À partir des deux FOSS, quatre câbles (EC - Export cable), deux pour chaque sous-station, seront posés à partir des deux FOSS pour transporter l'électricité produite jusqu'à la zone d'atterrissage dans la commune de Rosignano Marittimo (à environ 1,6 km au nord du port de Vada) et pour assurer la connexion à terre jusqu'à la sous-station électrique pour le raccordement au réseau national de transport d'électricité (RTN) selon les modalités prévues par TERNA (Figure 1-9).

Le projet a été développé en tenant compte des technologies émergentes de l'éolien offshore flottant, en incluant les détails essentiels et pertinents pour évaluer les impacts potentiels et vérifier la compatibilité environnementale. Pendant la phase d'exécution, la conception sera optimisée et tiendra compte de la disponibilité commerciale des éléments au moment de la construction.

### 1.5.3 Description du contexte territorial et environnemental

Le parc éolien est situé dans la partie sud de la mer Ligure, dans une zone marine de transition avec le nord de la mer Tyrrhénienne, et concerne principalement des fonds marins boueux et sableux d'une profondeur comprise entre -250 m et -630 m. Les vents les plus forts soufflent principalement de l'ouest et du nord-ouest, avec des rafales d'environ 30 à 35 m/s et une vitesse moyenne de 10 à 15 m/s.

En ce qui concerne la partie terrestre, le projet s'inscrit dans le contexte paysager toscan de la plaine de Livourne-Pise-Pontedera, qui se caractérise par une structure territoriale dessinée par le système d'implantation historique et le système hydrographique (Arno et Serchio). La zone est fortement anthropisée, avec la présence de zones fortement urbanisées, de zones à usage agricole intensif en bordure des agroécosystèmes traditionnels, avec des vignobles et des oliveraies, des cultures mixtes et des zones de pâturage résiduelles. La bande côtière comprend à la fois des côtes sablonneuses et des côtes rocheuses, auxquelles s'ajoutent les environnements insulaires. Le système côtier est concerné par la présence de nombreuses zones protégées et sites Natura 2000. Les travaux terrestres prévus par le projet concernent principalement le réseau routier existant et ne modifieront pas de manière significative les éléments les plus importants du paysage.

La zone offshore où il est prévu de construire le parc éolien flottant empiète partiellement sur la zone marine protégée « Sanctuaire des mammifères marins » (EUAP1174) et jouxte la ZSC IT5160020 « Pente continentale de l'archipel toscan » ; cette zone se trouve à environ 1 200 mètres de l'éolienne la plus proche et le projet ne prévoit aucune infrastructure à l'intérieur de la zone spéciale de conservation. Les conduites marines d'exportation, en plus de l'EUAP1174 susmentionnée, traversent le SIC IT5160021 « Tutela del *Tursiops truncatus* » (Protection du *Tursiops truncatus*). Le long du littoral se trouve la ZPS « Tombolo di Cecina » (IT5160003). Cette interférence sera gérée à l'aide de la technique de forage horizontal contrôlé qui, grâce à la réalisation d'un tunnel horizontal sous les fonds marins, permet d'éviter toute interférence directe avec la ZPS IT5160003. Le tronçon terrestre de la gaine à partir du trou jusqu'à la sous-station utilisateur et

ensuite à la station électrique de connexion est prévu principalement le long des voies de circulation existantes et n'affecte pas les zones protégées du réseau Natura 2000.

Titre du document	Date	Auteur	Contrôlé par	Statut	Page31 sur 58	 atis
ATI-ING-VIA-RELGEN-R01-00	30/09/2024	Montana	Eni Plenitude	Final		

#### 1.5.4 Description des principaux composants

Plus précisément, les principaux composants du parc éolien prévu se répartissent comme suit :

- **Parc éolien offshore (OWF - Offshore Wind Farm)**

Il s'agit du système qui permet aux éoliennes situées en mer d'exploiter l'énergie cinétique du vent, de la convertir en énergie électrique et de la transporter vers la terre ferme. Il comprend :

- 48 éoliennes flottantes offshore (FOWT - Floating offshore wind turbine), y compris les fondations flottantes ;
- 2 sous-stations électriques marines flottantes (FOSS - Floating offshore sub-stations) ;
- des câbles inter-réseaux (IAC), câbles sous-marins qui relient les turbines entre elles au sein du parc éolien, transportant l'énergie produite vers les sous-stations offshore ;
- câbles d'exportation (EC), câbles sous-marins qui transportent l'énergie des sous-stations offshore vers la côte.

- **Atterrage ou « landfall »**

Zone à l'interface onshore/offshore où les câbles offshore sont amenés à terre pour être raccordés au conduit terrestre, qui comprend :

- baie de jonction (TJB – Transition Joint Bay), essentielle pour garantir la sécurité, la fiabilité et l'efficacité des connexions électriques entre les turbines et, de manière générale, tous les composants en mer et les sous-stations, c'est-à-dire les composants terrestres.

- **Infrastructure onshore**

Partie de l'installation qui se développe sur la terre ferme, qui comprend les travaux de connexion au réseau électrique national :

- câble terrestre (OC – Onshore cable), qui relie l'installation de la baie de jonction au point de connexion (POC – Point of Connection), via la sous-station terrestre ;
- n° 1 sous-station électrique (OSS – Onshore sub-station), qui représente le point de connexion entre le parc éolien offshore et le système de transmission électrique terrestre.

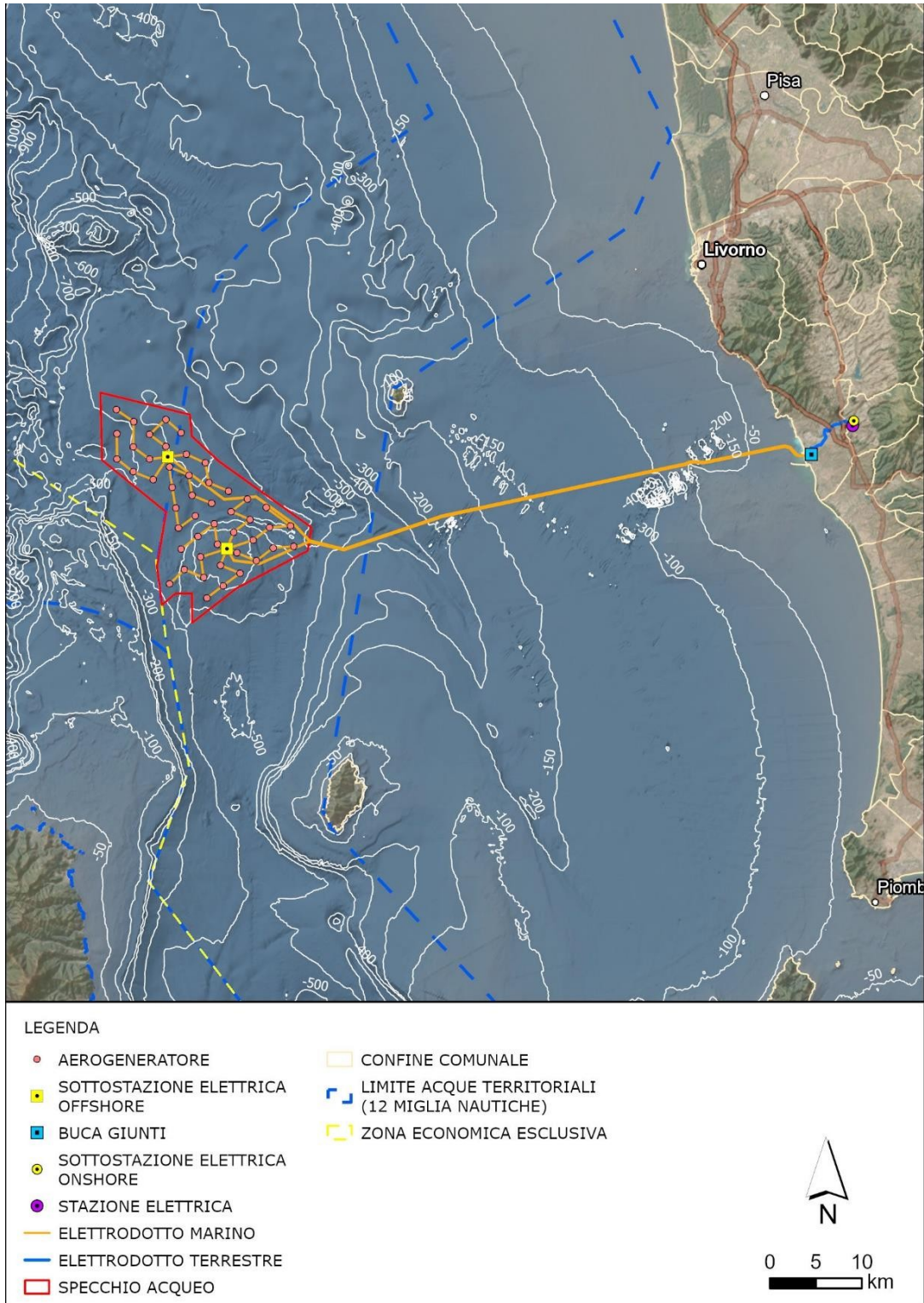


Figure 1-9 : Cadre géographique des travaux du projet « Atis ».

## 2 Caractéristiques générales de l'ouvrage

Les principaux composants du parc et leurs modalités d'installation sont décrits ci-dessous.

### 2.1 Composants offshore

#### 2.1.1 Éolienne

Le projet prévoit l'installation d'éoliennes à trois pales à axe horizontal, d'une hauteur au moyeu de 155 m. Au sommet de la tour sera placée la nacelle, à laquelle est relié le rotor d'un diamètre de 250 m. La hauteur maximale totale du système tour-pales atteindra 280 m, en tenant compte de la pointe des pales.

Les principales caractéristiques dimensionnelles du type d'éoliennes actuellement envisagé pour le projet sont indiquées ci-dessous.

Tableau 2-1 : Caractéristiques dimensionnelles des éoliennes de 18 MW envisagées pour le projet

ÉOLIENNE DU PROJET		
Données de fonctionnement	Valeur	Unité de mesure
Puissance nominale	18	MW
<b>Rotor</b>		
Diamètre	250	m
Nombre de pales	3	-
Vitesse du rotor (nominale)	7,6	tr/min
Vitesse du rotor (minimale)	4,3	tr/min
Vitesse du rotor (maximale)	7,6	tr/min
<b>Tour</b>		
Type	Tubulaire	
Hauteur au moyeu	155	m
<b>Pale</b>		
Longueur	120	m
<b>Caractéristiques globales</b>		
Hauteur maximale	280	m
Poids (RNA : Rotor-Nacelle Assembly)	930	t

Au cours de la phase d'exécution, le choix de la marque et du modèle de l'éolienne sera effectué en tenant compte de l'évolution effective des machines disponibles au moment de la construction.

### 2.1.2 Sous-station électrique flottante 66/220 kV

La sous-station de transformation offshore est le nœud d'interconnexion commun à toutes les éoliennes. Dans le cas présent, les deux sous-stations recevront l'énergie des 48 turbines à un niveau de tension de 66 kV, puis l'élèveront à 220 kV HVAC en sortie par transformation.

Le projet de sous-station électrique de transformation offshore prévoit que l'entrée des câbles HT provenant du parc éolien (66 kV) et la sortie des câbles HT (220 kV) se fassent par câblage sous-marin.

La sous-station électrique offshore se compose principalement des éléments suivants :

- **Plateforme de support** : la sous-station est construite sur une plateforme qui peut être fixée au fond marin ou flottante, conçue pour résister aux conditions maritimes défavorables.
- **Transformateurs** : ces dispositifs augmentent la tension de l'énergie électrique produite par les éoliennes, rendant la transmission à longue distance plus efficace.
- **Interrupteurs et tableaux de distribution** : utilisés pour protéger le système contre les surcharges et les courts-circuits, et pour gérer la distribution de l'énergie.
- **Sectionneurs** : utilisés pour isoler certaines parties du système à des fins de maintenance.
- **Condensateurs et réacteurs** : utilisés pour contrôler la puissance réactive et améliorer la stabilité du réseau.
- **Barres** : conducteurs qui relient les différents composants de la sous-station et distribuent l'énergie électrique.
- **Systèmes de protection, de commande et de contrôle** : surveillent et gèrent le fonctionnement de la sous-station, en veillant à ce que tout fonctionne correctement et en toute sécurité. Ils comprennent des relais de protection, des systèmes de commande à distance et des dispositifs de surveillance.
- **Capteurs et transducteurs** : utilisés pour mesurer divers paramètres électriques tels que la tension, le courant et la température.
- **Systèmes de communication** : ils permettent la transmission de données entre la sous-station et les centres de contrôle au sol.
- **Unités de contrôle programmables** : utilisées pour automatiser et contrôler les processus au sein de la sous-station.
- **Systèmes d'étanchéité et de protection** : ils protègent les composants de la sous-station contre les conditions environnementales marines, telles que la corrosion et les vibrations.
- **Générateur de secours** : pour la gestion des charges essentielles en cas d'urgence.

Chaque sous-station 220/66 kV comprendra deux pylônes HT pour l'installation en question, chacun d'entre eux étant principalement constitué d'un poste de transformation.

Chaque poste de transformation HT/MT sera composé de :

- Transformateur de puissance 220/66/66/15 kV de 240 MVA ;
- Triple parafoudre 220 kV ;
- Trio de TV inductifs 220 kV ;
- tableau de distribution hybride 220 kV (composé d'un transformateur de courant, d'un disjoncteur tripolaire et d'un sectionneur tripolaire) ;
- Triple parafoudre plus terminal de câble 220 kV.

Pour plus de détails, veuillez vous reporter au rapport technique spécifique joint au projet :

- Réf. : « ATI-ING-VIA-RELELE-R10-00 - RAPPORT TECHNIQUE ÉLECTRIQUE GÉNÉRAL »

La structure sera de type à poutres et comportera 4 étages destinés à l'installation des équipements et des services, tandis que la plate-forme de couverture servira d'héliport. Plus précisément :

- au premier et au deuxième niveau se trouvent les installations nécessaires à la connexion du conduit marin avec les sous-champs des turbines ;
- au troisième niveau se trouvent les locaux et les services nécessaires, notamment : local de télégestion et de contrôle ; local des tableaux BT ; local GE et batteries ; vestiaires et toilettes ;
- au quatrième niveau (plafond), se trouve la zone d'atterrissage de l'hélicoptère afin de permettre l'accès et l'évacuation de la plate-forme en cas d'urgence, notamment lorsque les conditions météorologiques ne permettent pas l'accès par voie maritime.

Outre les équipements électriques, la station offshore comprendra des protections contre les incendies, des générateurs de secours et d'autres systèmes auxiliaires, tels que des systèmes de ventilation, de sécurité et de communication, ainsi que des logements temporaires pour le personnel et les services connexes. Les logements sont destinés à être utilisés dans des situations d'urgence et pour de courtes périodes pendant lesquelles les équipages resteront à bord.

La maintenance, et plus généralement l'accès à la plate-forme, s'effectuera normalement à l'aide d'un bateau de service qui pourra accoster à la structure dans une zone spéciale équipée d'escaliers permettant au personnel d'accéder au lieu de travail.

La sous-station sera assemblée à terre, transportée vers la zone d'installation en mer à l'aide de remorqueurs et fixée aux systèmes d'amarrage.

La sous-station électrique peut contenir des substances polluantes, telles que :

- Huiles diélectriques et lubrifiants : utilisés dans les transformateurs et les réacteurs.
- Lubrifiants utilisés dans le générateur de secours et dans les machines des systèmes de refroidissement.
- Produits chimiques de refroidissement : certains systèmes de refroidissement utilisent des substances chimiques qui, si elles ne sont pas gérées correctement, peuvent être rejetées dans l'eau.
- Gaz SF6 (hexafluorure de soufre) : utilisé comme isolant dans les systèmes de commutation haute tension.
- Combustibles : diesel ou autres carburants utilisés dans les générateurs de secours.
- Produits chimiques de nettoyage : utilisés pour l'entretien des équipements.
- Déchets électroniques : l'entretien et le remplacement des équipements peuvent générer des déchets électroniques qui doivent être éliminés correctement.

Afin de réduire l'impact environnemental, différentes mesures sont prises :

- Systèmes de confinement (bassins de rétention) : pour contenir les déversements accidentels d'huiles et d'autres produits chimiques.
- Barrières physiques : utilisation de barrières absorbantes ou de conteneurs pour limiter la propagation des liquides accidentellement déversés.

- Kits d'urgence en cas de déversement : contenant des matériaux absorbants, des gants, des masques et d'autres équipements de protection individuelle.
- Neutralisation chimique : utilisation d'agents neutralisants spécifiques aux substances déversées.
- Élimination sécurisée : collecte et élimination des matériaux contaminés conformément à la réglementation en vigueur.
- Surveillance environnementale : utilisation de capteurs et de systèmes de surveillance pour détecter toute contamination en temps réel.

### 2.1.3 Fondations et systèmes d'amarrage et d'ancrage

Compte tenu de la profondeur des fonds marins sur le site, il a été décidé d'opter pour un système de fondations flottantes. Des structures flottantes semi-submersibles (flotteurs) en acier sont donc prévues, tant pour les éoliennes que pour la FOSS. Le type de flotteur a été sélectionné à l'issue d'un processus d'évaluation basé sur un ensemble de critères technologiques spécifiques, combinés aux conditions particulières de la morphologie des fonds marins italiens. Le résultat final pour les turbines est le suivant :

- des fondations semi-submersibles en acier ;
- un système d'amarrage tendu ou semi-tendu.

#### **Fondations semi-submersibles pour les éoliennes (FOWT)**

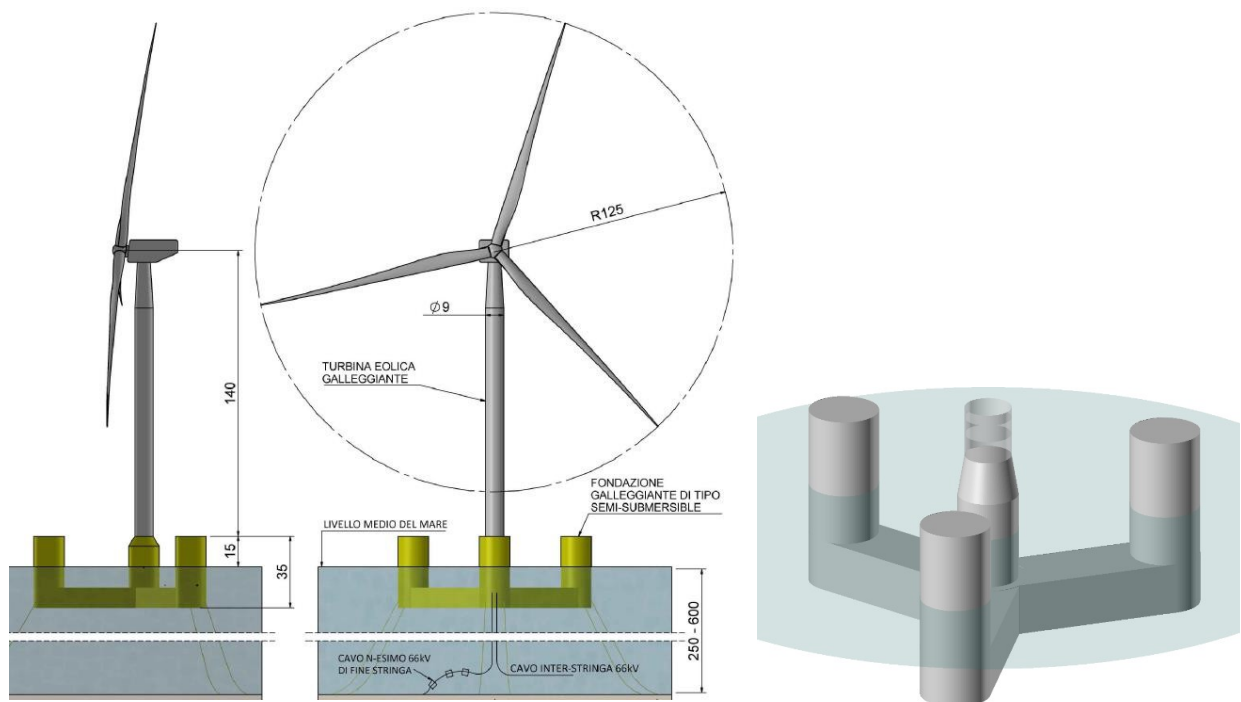


Figure 2-1 : Type de semi-submersible à 3 colonnes, avec tour centrale

Les sous-structures semi-submersibles du présent projet sont constituées de quatre colonnes cylindriques, la colonne centrale étant destinée à soutenir l'éolienne et la tour. Les colonnes sont reliées entre elles par des pontons ou des contreventements.

Les fondations semi-submersibles sont reliées au fond marin par des systèmes d'amarrage à chaîne en acier, semi-tendus ou tendus.

Les systèmes d'amarrage tendus sont constitués de câbles en fibre ou en métal sur la majeure partie de la longueur du cordage d'amarrage et d'une section supérieure et inférieure en chaîne, afin d'éviter d'une part les dommages causés par les agents atmosphériques et la végétation marine et d'autre part le contact avec le fond marin. Le cordage d'amarrage est en tension et le maintien de la position est assuré par l'élasticité du matériau constituant le câble d'amarrage.

Les systèmes d'amarrage semi-tendus (semi-tendus) sont une combinaison d'amarrage caténaire et d'amarrage tendu. Ils se composent d'une section centrale en fibre ou en câble métallique et d'une longue section inférieure en chaîne d'acier qui repose sur le fond marin et est récupérée lorsque la turbine flottante s'éloigne du centre d'amarrage.

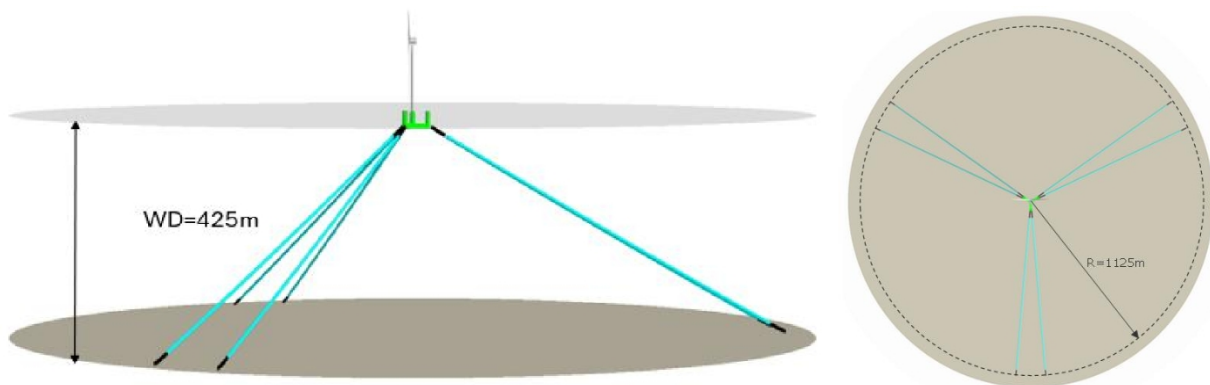


Figure 2-2 : Système d'amarrage – vue 3D et vue en plan

Le système d'ancrage est constitué d'ancres et de cordages. Dans le cas présent, deux types d'ancrages différents sont envisagés, à choisir en fonction des conditions géotechniques finales :

- pieux enfoncés ;
- pieux « à succion » ;
- pieux forés.

Dans tous les cas, il s'agit de pieux en acier enfoncés entièrement dans le sol constituant le fond marin. Les trois types se distinguent par leur mode de mise en œuvre et leurs dimensions (voir la figure 2-3 ci-dessous).



Figure 2-3 : Système d'ancrage – pieux « enfoncés » (à gauche) et pieux « à suction » (à droite)

Pour une description plus détaillée des éléments susmentionnés, de leur dimensionnement structurel et de leur mise en œuvre, veuillez vous reporter aux rapports joints au projet :

- Réf. : « ATI-ING-VIA-RELDIM-R05-00 - RAPPORT TECHNIQUE SUR LE DIMENSIONNEMENT DE LA FONDATION FLOTTANTE ET DES STRUCTURES D'ANCRAGE ET D'AMARRAGE » ;
- Réf. : « ATI-ING-VIA-RELCOS-R14-00 - RAPPORT SUR LES ACTIVITÉS DE CONSTRUCTION, D'INSTALLATION ET DE MISE EN SERVICE DES TRAVAUX ».

### Fondations semi-submersibles pour les sous-stations électriques offshore (FOSS)

Pour la sous-station électrique, les solutions adoptées sont conceptuellement les mêmes que celles décrites ci-dessus pour les éoliennes, à l'exception bien sûr des géométries et des dimensions. Vous trouverez ci-dessous quelques images illustratives. Pour plus de détails, veuillez vous référer aux documents de référence :

- Réf. : « ATI-ING-VIA-SSOFFS-R11-00 - RAPPORT TECHNIQUE SOUS-STATION OFFSHORE ».
- Réf. : « ATI-ING-VIA-RELCOS-R14-00 - RAPPORT SUR LES ACTIVITÉS DE CONSTRUCTION, D'INSTALLATION ET DE MISE EN SERVICE DES TRAVAUX ».

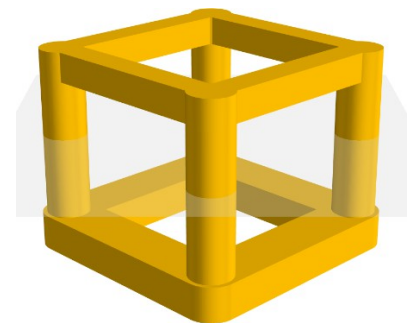
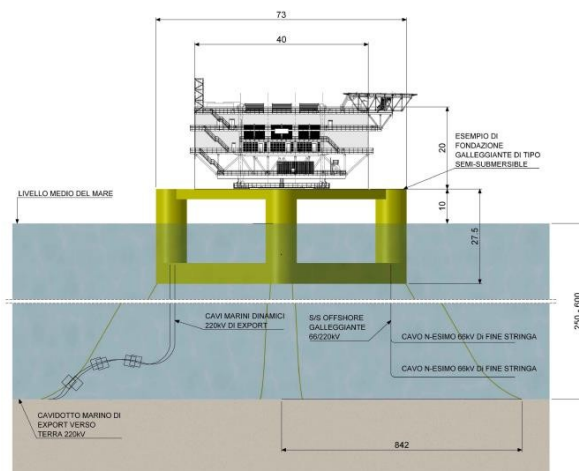


Figure 2-4 : Type de semi-submersible à 4 colonnes, avec base rectangulaire

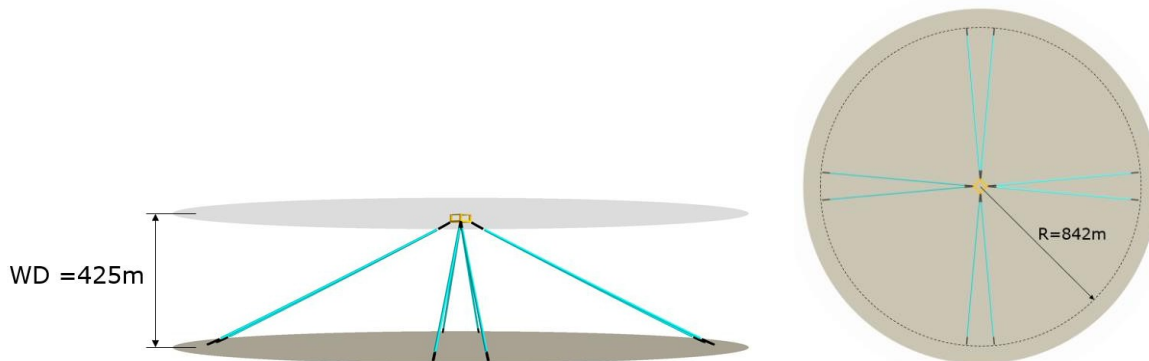


Figure 2-5 : Système d'amarrage – vue 3D et vue en plan

#### 2.1.4 Câbles IAC 66 kV

Le réseau de câbles IAC est composé de 12 chaînes, réparties entre les barres des FOSS de 66 kV A, B, C et D. Les trois chaînes sont connectées en parallèle à chaque barre ; chaque chaîne sert de connexion entre les WTG d'un sous-champ unique (dans ce cas, quatre pour chaque sous-champ), jusqu'à rassembler un total de douze WTG pour chaque barre. Les câbles inter-réseaux avec une, deux, trois et quatre WTG en aval nécessitent respectivement des conducteurs de 300 mm<sup>2</sup> Cu, 500 mm<sup>2</sup> Cu, 800 mm<sup>2</sup> Cu et 1000 mm<sup>2</sup> Cu. Les paramètres pris en compte pour les câbles réseau utilisés sont indiqués dans le rapport technique spécifique joint au projet.

- Réf. : « ATI-ING-VIA-RELELE-R10-00 - RAPPORT TECHNIQUE ÉLECTRIQUE GÉNÉRAL ».

#### 2.1.5 Câbles marins à 220 kV

Le câble d'exportation relie le côté AT 220 kV des FOSS à la baie de transition onshore (Transition Joint Bay – TJB) à partir de laquelle l'énergie électrique produite par la centrale est acheminée, par une ligne électrique terrestre en câble enterré, vers la sous-station électrique onshore (OSS) de transformation 380/220 kV. Le projet prévoit l'utilisation de quatre triples câbles tripolaires à structure à section dynamique (soumis à des charges mécaniques de type dynamique). Dans ce cas, le câble sera posé en configuration en S pour s'adapter aux mouvements de la FOSS. L'installation sur le fond marin sera mixte, en fonction des conditions géophysiques et géotechniques, et pourra inclure des tronçons en tranchée, des tronçons appuyés avec une protection par des matelas en béton ou par rockdumping, qui consiste à déposer des roches ou des matériaux similaires au fond de la mer pour protéger les câbles sous-marins, les canalisations ou d'autres infrastructures marines. Cette méthode est utilisée pour stabiliser et protéger ces structures contre les dommages causés par les courants marins, les ancres des navires ou d'autres interférences.

À proximité de la côte et pour atteindre le point de jonction TJB, afin de protéger la flore et la biocénose marine, la pose sera effectuée selon la méthode T.O.C. Lorsque l'exécution en T.O.C n'est pas techniquement possible

Titre du document	Date	Auteur	Contrôlé par	Statut	Page40 sur 58	
ATI-ING-VIA-RELGEN-R01-00	30/09/2024	Montana	Eni Plenitude	Final		

, cette méthode pourra être remplacée par d'autres techniques sans tranchée (telles que l'utilisation de MTBM (Micro Tunnel Boring Machine)), des solutions à tranchée ouverte ou combinées à des techniques de simple appui sur le fond marin. Dans ce cas, des ballasts de protection modulaires en fonte sont utilisés et installés directement sur le câble. Ces ballasts ont trois fonctions principales :

- Stabilité positionnelle : les ballasts maintiennent le câble en place, empêchant tout déplacement dû aux courants marins ou à d'autres forces.
- Protection mécanique : les ballasts protègent le câble contre les dommages physiques, tels que ceux causés par les ancrs des navires ou les débris marins.
- Minimisation de l'impact environnemental : l'utilisation de ballasts modulaires réduit l'empreinte écologique et les effets sur les fonds marins, préservant ainsi l'écosystème local.

Cette combinaison de techniques garantit que le câble est bien protégé et stable, même dans des conditions géophysiques et géotechniques difficiles.

Pour les caractéristiques techniques du câble et plus de détails, voir les rapports suivants :

- Réf. : « ATI-ING-VIA-RELELE-R10-00 - RAPPORT TECHNIQUE ÉLECTRIQUE GÉNÉRAL ».
- Réf. : « ATI-ING-VIA-CAVMAR-R12-00 - RAPPORT TECHNIQUE DESCRIPTION ET POSE DU CÂBLE MARIN ».

### 2.1.6 Configuration électrique de l'installation

Les éoliennes sont regroupées par des chaînes de câbles IAC, qui sont elles-mêmes organisées en sous-champs : quatre sous-champs regroupent chacun douze éoliennes au total. Les sous-champs de chaînes sont connectés aux FOSS par des barres omnibus à une tension de 66 kV.

Il y a deux barres de 66 kV pour chaque FOSS, interverrouillées par des connecteurs de barre : chaque barre reçoit de l'énergie de trois sous-champs et fait référence à un seul transformateur.

Il y a donc quatre transformateurs, deux pour chaque FOSS. Il s'agit de transformateurs 220/66/15 kV, d'une puissance apparente  $s_n = 240$  MVA. Chaque transformateur de la sous-station offshore alimente donc un trio de câbles EC à 220 kV, tension à laquelle l'énergie sera transférée vers le point d'arrivée à terre (au total quatre trios à 220 kV, deux pour chaque FOSS).

Le passage de l'EC à l'Onshore Cable (OC) s'effectue via un regard de jonction spécifique (TJB). Les câbles OC transportent ensuite l'électricité vers une sous-station onshore (OSS), où la tension est encore augmentée à 380 kV grâce à deux autotransformateurs 380/220/34,5 kV à trois enroulements (un primaire et deux secondaires), chacun d'une puissance nominale de 500 MVA. Depuis la sous-station terrestre, une dernière connexion relie le POC via deux triples câbles de 380 kV.

Titre du document	Date	Auteur	Contrôlé par	Statut	Page41 sur 58	 atis
ATI-ING-VIA-RELGEN-R01-00	30/09/2024	Montana	Eni Plénitude	Final		

### 2.1.7 Approche de la côte

La conformation de la côte et les matériaux qui la composent, ainsi que la nécessité de minimiser les interférences potentielles avec les biocénoses marines et la plage, ont conduit à la définition d'une solution simplifiant l'approche du conduit à terre. La pose (et la protection) du câble à proximité du débarcadère sera donc effectuée dans un contre-tube selon la méthode T.O.C. Au total, le tronçon de conduit de câbles en forage horizontal dirigé aura une longueur d'environ 2 078 m, commençant en mer à environ 1 400 m de la ligne de côte, et 4 forages sont prévus (une par câble). Ce tronçon en T.O.C. comprend l'approche de la côte, qui sera caractérisée par une convergence progressive des câbles d'exportation (EC) à 220 kV. En effet, les câbles se rapprocheront à partir d'une distance d'environ 1 710 m jusqu'à environ 1 105 m du trou de jonction (mesures prises le long de l'axe des câbles).

Au cours de la phase de conception exécutive, des études détaillées seront planifiées et réalisées afin d'analyser le type de matériau géologique à forer. Ces études approfondies permettront d'évaluer les caractéristiques du terrain et seront essentielles pour dimensionner correctement le T.O.C. et sélectionner le fluide de forage le plus approprié.

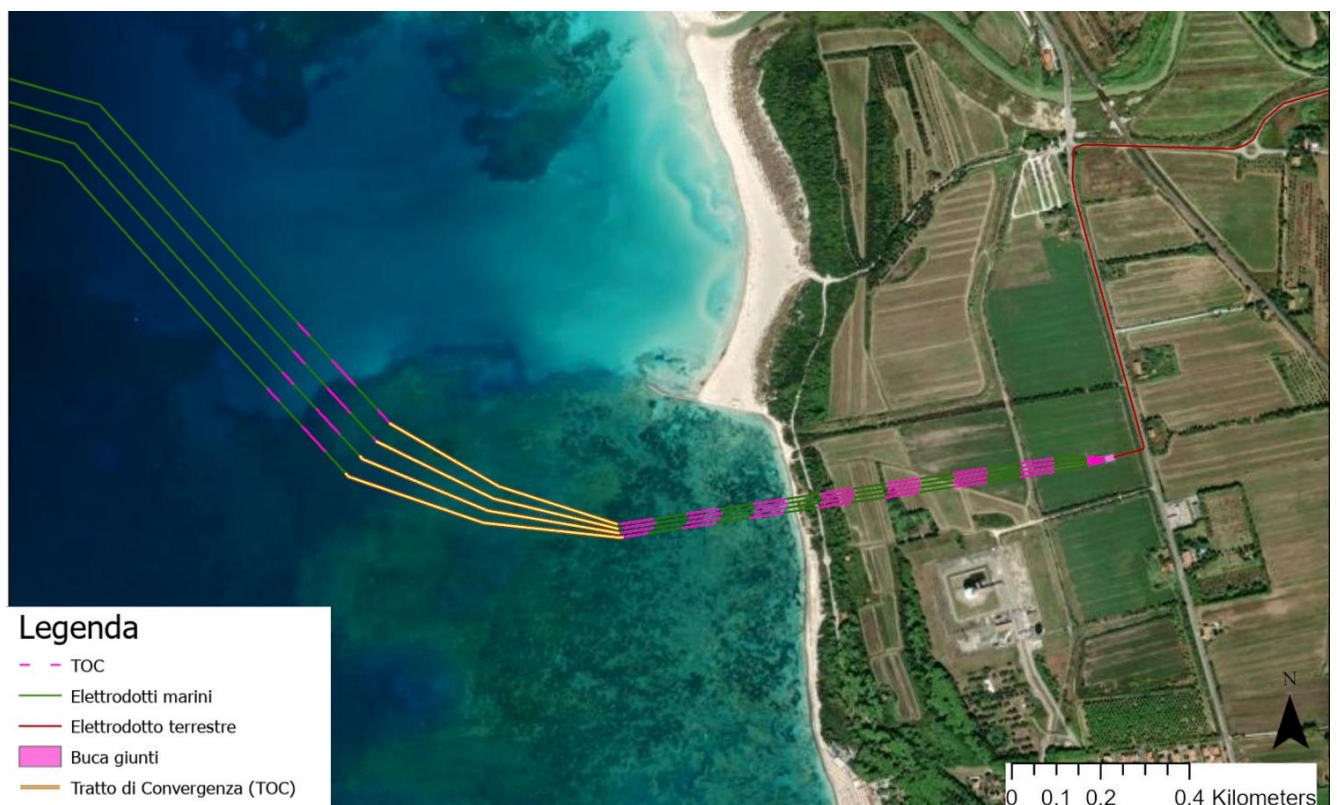


Figure 2-6 : Orthophoto de la zone d'atterrage

### 2.1.8 Modalités d'installation des composants offshore

Les paragraphes suivants décrivent brièvement les différentes phases de travail pour l'installation des différents éléments. Pour plus de détails sur les différents sujets, veuillez vous reporter aux rapports consacrés à chaque ouvrage.

#### Sites d'assemblage

La disponibilité de zones portuaires et logistiques à proximité du site d'installation est une condition déterminante pour le développement du projet. Les zones doivent notamment disposer d'un espace terrestre et d'un accès adéquat à la mer afin de pouvoir effectuer les opérations d'assemblage des différentes structures (amarrages, flotteurs, WTG, FOSS, etc.). Au cours de cette phase d'autorisation, une série de ports potentiellement adaptés aux différentes phases de réalisation ont été identifiés, tandis que la sélection finale des zones portuaires sera effectuée lors des phases de détail du projet, en tenant également compte des éventuels plans d'adaptation des infrastructures existantes. Une image indiquant l'emplacement des différents sites et un tableau récapitulatif de leurs caractéristiques et fonctionnalités figurent dans le rapport sur les activités de construction, d'installation et de mise en service des ouvrages (réf. : « ATI-ING-VIA-RELCOS-R14-00 »). Une hypothèse plausible à l'état actuel des choses est toutefois présentée ci-dessous.

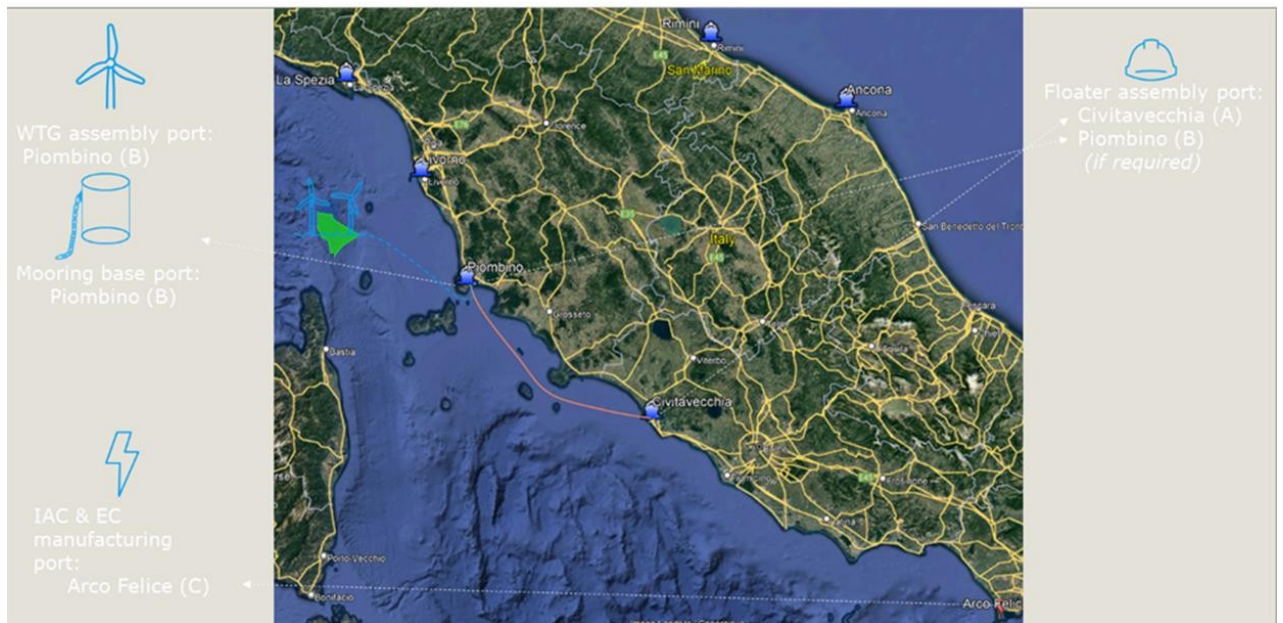


Figure 2-7 : Aperçu des ports identifiés

Tableau 2-2 : répartition des travaux par port

Port	Activités
A	Montage du flotteur semi-submersible en acier au port de Civitavecchia
B	Montage du flotteur semi-submersible en acier au port de Piombino (à utiliser si nécessaire)
B	Montage des éoliennes dans le port de Piombino
B	Base d'amarrage du port de Piombino
C	Production de câbles IAC et port de base sur le chantier Prysmian d'Arco Felice
C	Production des câbles d'exportation port de base sur le chantier Prysmian d'Arco Felice
D	Production / assemblage OSS chez Rosetti Marino / Saipem Arbatax

### **Aperçu du montage et séquence d'installation**

En règle générale, la séquence de montage des éléments offshore comprend les étapes suivantes.

Étape	Description
1	Fabrication des sous-composants flottants. Cette tâche peut être répartie entre plusieurs fournisseurs et sites. La répartition exacte dépendra des caractéristiques de l'industrie locale, de la stratégie générale de production, des capacités des fournisseurs et de la disponibilité
2	Transport des sous-composants flottants du fournisseur au chantier d'assemblage
3	Installation de l'ancre depuis le port d'attache
4	Installation du cordage d'amarrage depuis le port d'attache
5	Montage du flotteur semi-submersible en acier dans les différents chantiers d'assemblage désignés
6	Chargement et déchargement des flotteurs
7	Remorquage de fondations flottantes individuelles dans la zone de stockage en mer
8	Stockage en mer des fondations flottantes en attendant la campagne d'intégration avec les WTG - l'emplacement exact et les modalités d'amarrage restent à définir
9	Remorquage des flotteurs individuels jusqu'au port d'assemblage des éoliennes, le flotteur est amarré au quai
10	Installation de l'éolienne sur la fondation flottante à l'aide d'une grue à anneau
11	Mise en service de la WTG au port d'assemblage de la WTG
12	Remorquage des flotteurs individuels (avec WTG) jusqu'au site offshore et accrochage au système d'amarrage préinstallé. Les flotteurs sont livrés sur le site dès que l'éolienne est mise en service et qu'il y a une fenêtre météorologique adéquate.
13	Installation des ancres FOSS depuis le port d'amarrage de base
14	Installation des amarres FOSS depuis le port d'amarrage
15	Remorquage et amarrage du FOSS
16	Installation des câbles d'exportation offshore, y compris le tronçon à l'intérieur du TOC
17	Installation des câbles inter-réseaux
18	Installation et mise en service des câbles de l'éolienne

### Assemblage et mise à l'eau de la plate-forme flottante

Comme décrit dans le paragraphe précédent, les fondations flottantes des WTG seront constituées d'un système de 4 colonnes en acier semi-submersibles avec la tour positionnée sur la colonne centrale. La fabrication des fondations pourra avoir lieu sur différents sites de production pour être ensuite transportées sur le site où l'installation des WTG aura lieu. La logistique et les phases d'installation sont décrites dans le rapport sur les activités de construction, d'installation et de mise en service des ouvrages (réf. : « ATI-ING-VIA-RELCOS-R14-00 »). Vous trouverez ci-dessous un bref extrait présentant les trois méthodes de fabrication et leurs particularités.

Tableau 2-3 : Aperçu de la méthode de fabrication du flotteur

Méthode de fabrication	Avantages
<b>I. Bassin de carénage (Dry dock)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Il n'est pas nécessaire d'utiliser des transporteurs modulaires automoteurs (SPMT) ou des systèmes de dérapage pour le chargement</li> <li>• Il n'est pas nécessaire d'utiliser de grands navires semi-submersibles pour soutenir la structure (en cas de remorquage en mer)</li> <li>• Permet la production de sous-ensembles dans différentes structures</li> </ul>
<b>Le côté quai (Quay side)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Permet la production d'éléments individuels dans différentes structures</li> <li>• Il n'est pas nécessaire d'investir dans de nouvelles installations si une combinaison de chantiers existants suffit pour établir une production en série pour le parc éolien</li> </ul>
<b>III. Cale de halage (Slipway)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Il n'est pas nécessaire d'utiliser de grandes grues ou des SPMT pour le chargement</li> <li>• Il n'est pas nécessaire d'utiliser de grands navires semi-submersibles pour soutenir la structure (en cas de remorquage en mer)</li> <li>• Permet la production de sous-ensembles dans différentes structures</li> </ul>

La figure suivante montre un exemple de réalisation des fondations dans un bassin de carénage, tandis que la description des phases de transport est fournie dans le paragraphe suivant.



Figure 2-8 : Exemple de construction flottante à l'intérieur d'un bassin de carénage.

### **Intégration de la turbine éolienne sur le flotteur**

Tout comme les fondations flottantes, les turbines peuvent également être produites sur des sites différents de ceux où elles seront assemblées aux flotteurs. Les deux sites, celui de production et celui d'assemblage, doivent présenter certaines caractéristiques logistiques (zones de stockage, grues avec une capacité de charge adéquate, etc.) et surtout la possibilité d'une connexion directe avec un port.

En bref, le schéma opérationnel d'assemblage sur les fondations flottantes est le suivant :

- installation des éléments tubulaires constituant le fût de la tour (éventuellement préassemblés au sol) ;
- montage de la nacelle ;
- montage des pales.

De plus amples détails sur les phases d'installation sont décrits dans le rapport sur les activités de construction, d'installation et de mise en service des ouvrages (réf. : « ATI-ING-VIA-RELCOS-R14-00 »).

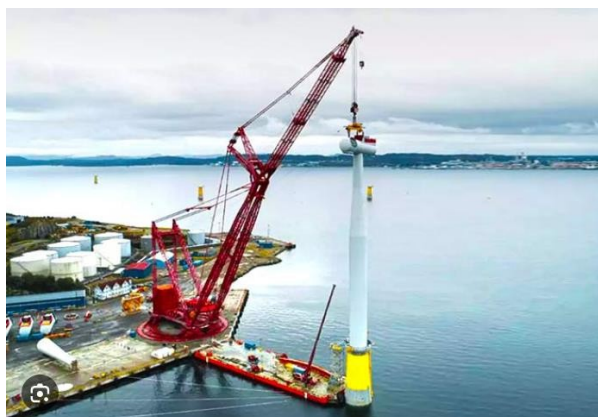


Figure 2-9 : Exemple d'assemblage d'une éolienne.

### Moyens maritimes utilisés pour le remorquage de la structure flottante

Les méthodes de construction des différents composants prévoient leur fabrication/assemblage dans différentes zones à terre, puis leur transport sur le site et leur assemblage. Pour cette raison, différents moyens navals devront être utilisés. Les principales opérations que ces moyens doivent effectuer sont énumérées ci-dessous et les principaux moyens à utiliser sont illustrés. Le rapport sur les activités de construction, d'installation et de mise en service des ouvrages (réf. : « ATI-ING-VIA-RELCOS-R14-00 ») détaille les éléments présentés ci-dessous.

Tableau 2-4 : Activités de transport


Navire	Utilisations potentielles et considérations	Image
Deck carrier (DC)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Transport des sous-composants des fondations flottantes du chantier de production vers le chantier principal de fabrication.</li> <li>• Transport des fondations flottantes assemblées depuis le chantier de fabrication principal jusqu'au centre de tri des éoliennes. Les navires doivent être semi-submersibles. Les dimensions des navires dépendent des dimensions du flotteur.</li> <li>• Transport des composants des éoliennes depuis le fabricant jusqu'au centre de tri.</li> </ul>	  
Péniche pour le transport de marchandises (CB, Cargo barge)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Transport des sous-composants du flotteur du chantier de production vers le chantier principal de fabrication.</li> <li>• Transport des composants des éoliennes vers la zone d'assemblage, le cas échéant.</li> </ul>	
Remorqueurs d'assistance (ATu, Assisting tugs)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Manœuvre des navires de transport dans le port.</li> <li>• Assistance et manœuvre pendant le chargement et le déchargement des fondations flottantes.</li> <li>• Assistance et manœuvre pendant le transport des fondations flottantes et des sous-stations offshore vers le site du projet.</li> </ul>	
Remorqueurs offshore (OT, Offshore tugs)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Remorquage des fondations flottantes et des sous-stations offshore vers le site.</li> </ul>	

Tableau 2-5 : Activités de construction

Navire	Utilisations potentielles et considérations	Image
<b>Navire pour l'installation des ancrs (AHTV, Anchor Handling Tug Vessel)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Installation d'ancres et de cordages d'amarrage.</li> <li>• Activités d'ancrage des fondations flottantes.</li> <li>• Les principales caractéristiques à prendre en compte pour le choix du navire sont la traction à la bittère et la capacité de la grue.</li> </ul>	
<b>Navire de construction offshore (OCV, Offshore Construction Vessel)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Installation d'ancres nécessitant l'utilisation de grandes grues.</li> <li>• Les principales caractéristiques à prendre en compte pour le choix du navire sont la capacité des grues, la capacité du pont pour les équipements auxiliaires et les capacités de positionnement dynamique.</li> </ul>	
<b>Navire pour la pose de câbles IAC</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Installation de câbles inter-réseaux.</li> <li>• Les principales caractéristiques à prendre en compte pour le choix du navire sont les capacités de positionnement dynamique et la capacité du chargeur de bobines de câbles.</li> </ul>	
<b>Navire pour la pose de câbles EC</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Installation et enfouissement du câble d'exportation.</li> <li>• Les principales caractéristiques pour le choix du navire sont les capacités de positionnement dynamique et la capacité du chargeur de bobines de câbles.</li> </ul>	
<b>Navire pour l'installation d'éoliennes (WTIV, Wind Turbine Installation Vessel)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Leur utilisation pourrait être envisagée dans le cas où les quais ne seraient pas équipés de grues adaptées à l'installation des turbines, mais où il existerait des zones peu profondes à proximité du quai où cette opération pourrait être effectuée.</li> <li>• Installation de l'éolienne sur une fondation flottante à faible tirant d'eau (jusqu'à 20 m).</li> <li>• Les principales caractéristiques à prendre en compte pour le choix du navire sont la capacité de la grue, la hauteur du crochet et la capacité de levage.</li> </ul>	
<b>Navire de service (SOV, Service Operation Vessel)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Transport du personnel et assistance pour les activités de tirage des câbles.</li> <li>• Transport du personnel et assistance pour les activités de mise en service.</li> </ul>	
<b>Navire de transfert d'équipage (CTV, Crew Transfer Vessel)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Transport du personnel et assistance pour les activités de tirage des câbles.</li> <li>• Transport du personnel et assistance pour les activités de mise en service.</li> </ul>	

### Procédure de pose des câbles inter-réseaux

La technologie prévue pour la connexion entre les turbines qui composent une chaîne et la connexion de la chaîne à la sous-station flottante sera celle appelée « câble en forme de W », qui prévoit une solution sans approche du fond marin grâce à l'utilisation de bouées de soutien. Cette solution réduit les efforts mécaniques auxquels le câble serait soumis et offre une plus grande liberté de mouvement. La figure 2-10 représente schématiquement le type présenté ci-dessus :

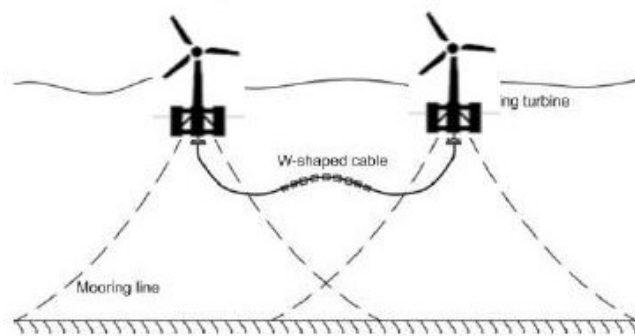


Figure 2-10 : Câblage des câbles inter-réseaux

### Procédure de pose des câbles d'exportation

L'installation des câbles d'exportation sur les fonds marins, depuis les sous-stations (FOSS) jusqu'au point d'arrivée où la réalisation de la gaine de câbles se poursuivra en T.O.C., peut être divisée en deux phases principales décrites ci-dessous.

- Travaux préparatoires : en amont de l'installation du câble et de sa protection, des opérations de reconnaissance géophysique doivent être lancées afin de confirmer les données obtenues lors des études techniques préliminaires et d'identifier de nouveaux risques potentiels (rochers, débris, etc.).
- Installation et protection du câble : un navire câblé spécialisé transporte le câble en le déroulant sur le fond marin avec l'aide d'autres bateaux. En fonction du type de protection, l'opération de mise en place de la protection est effectuée à l'aide de moyens appropriés. Elle peut être réalisée ultérieurement ou simultanément à la pose du câble.

À la fin des travaux décrits, une étude géophysique de vérification devra être effectuée sur l'ensemble du parcours.

## 2.2 Composants terrestres

### 2.2.1 Tronçon de canalisation avec forage horizontal dirigé (FHD)

L'arrivée à terre des câbles d'exportation (EC) est prévue par forage horizontal dirigé (T.O.C.). Ce choix technologique vise à minimiser les impacts environnementaux et sociaux dans la zone de transition entre la mer et la terre, tout en garantissant la continuité de la connexion électrique en cas d'érosion côtière. Le développement de ce tronçon de canalisation sera d'environ 2078 m (Figure 2-6).

Le forage sera effectué en positionnant la machine à l'extrémité côté terre (trou de jonction), puis en réalisant les trous en avançant vers la mer. Une fois arrivés à l'autre extrémité, les tubes, équipés d'une tête spéciale pour l'ancrage à l'outil de la machine, seront tirés dans le sens opposé.

Une fois les forages effectués, les câbles seront posés à l'intérieur de tuyaux en PEHD en adoptant une solution avec contre-tubes ou tube unique (voir Figure 2-11).

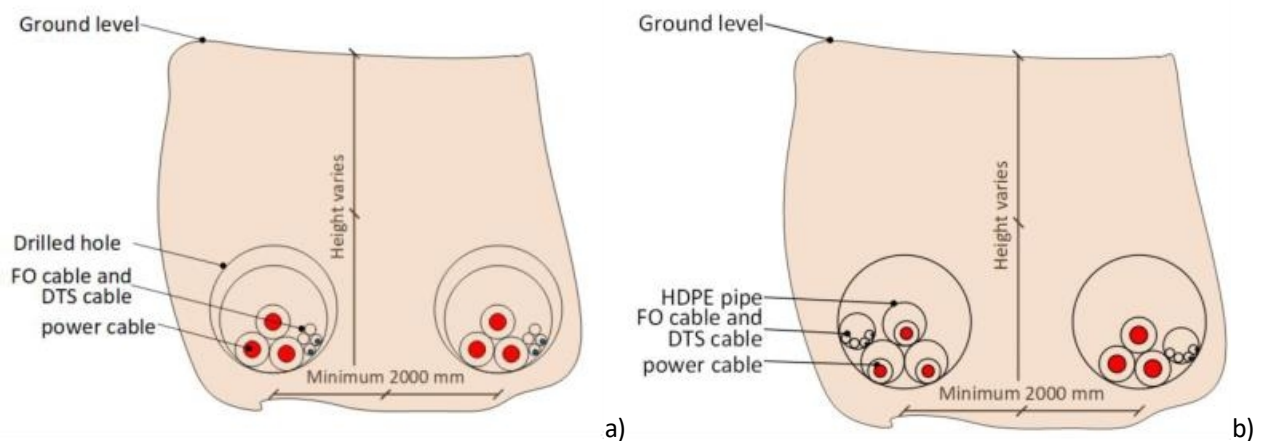


Figure 2-11 : Type de section d'excavation en TOC avec un seul tuyau (a) et avec un tuyau pour chaque phase (b)

### 2.2.2 Puits de jonction

Le point de jonction entre les câbles marins et les câbles terrestres sera situé à proximité de la côte et consistera en un bassin enterré en béton armé, d'une dimension au sol de 10 x 25 m et situé sous le niveau du sol à une profondeur d'environ 2 m. Ces dimensions pourront être réduites en accord avec les fournisseurs de câbles. Ci-dessous, une vue en plan typologique du regard.

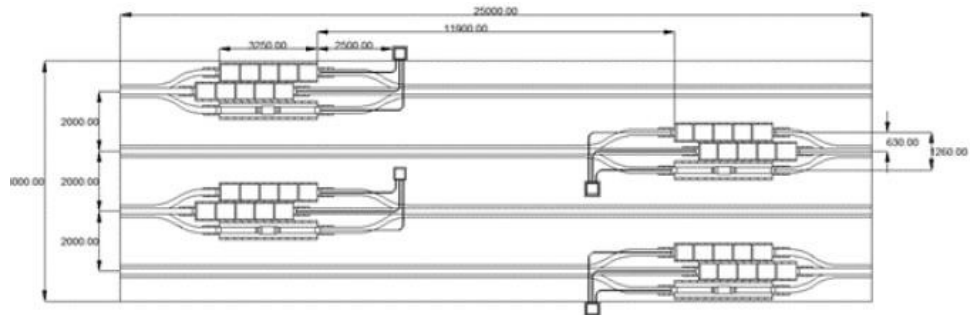


Figure 2-12 : Type « fosse de jonction »

### 2.2.3 Sous-station électrique d'utilisation 220/380 kV

La sous-station onshore 380/220/34,5 kV, qui sera construite à proximité du point de raccordement proposé par TERNÀ, est le lieu de transformation du niveau de tension, qui passe de 220 kV à 380 kV pour permettre le raccordement à la station électrique du RTN TERNÀ.

Le projet de sous-station électrique prévoit que l'entrée des câbles OC provenant de la station électrique offshore (220 kV) se fasse par enfouissement ; en ce qui concerne la connexion de la SE d'Utenza au RTN de Terna, une connexion en antenne à 380 kV a été prévue dans le STMG. L'OSS 380/220/34,5 kV comprendra deux montants HT pour l'installation en question, qui seront principalement constitués de deux emplacements d'arrivée de ligne, deux emplacements de transformateur et un emplacement de ligne de départ vers le point de connexion.

Chacun des deux pylônes sera constitué de :

- Poste d'arrivée de ligne :
  - terminal de ligne d'arrivée 220 kV ;
  - Triple parafoudre 220 kV ;
  - TV capacitif 220 kV ;
  - sectionneur tripolaire horizontal avec lames de terre 220 kV ;
  - TA 220 kV ;
  - interrupteur tripolaire 220 kV ;
  - sectionneur tripolaire vertical 220 kV.
- Poste de transformation :
  - autotransformateur 380/220/34,5 kV ;
    - Triple parafoudre 380 kV ;
- TA 380 kV ;
  - interrupteur tripolaire 380 kV ;
  - sectionneur tripolaire vertical 380 kV.

La baie de ligne sera quant à elle composée de :

- sectionneur tripolaire vertical 380 kV ;
- un disjoncteur tripolaire 380 kV ;
- TA 380 kV ;
- un sectionneur tripolaire horizontal avec lames de terre 380 kV ;
- TV inductif 380 kV ;
- Triple parafoudre 380 kV ;
- terminal de ligne 380 kV.

Au stade actuel de la conception, il est prévu de construire, à l'intérieur de la zone clôturée de la sous-station, un ou plusieurs bâtiments destinés à accueillir les points de livraison d'alimentation MT, les tableaux de commande, les services auxiliaires, les équipements périphériques du système de contrôle ainsi qu'un local de stockage.

Pour plus de détails sur les composants de la station électrique et les différents éléments de conception, veuillez vous référer au rapport technique spécifique joint au projet :

- Réf. : « ATI-ING-VIA-RELELE-R10-00 - RAPPORT TECHNIQUE ÉLECTRIQUE GÉNÉRAL »

#### 2.2.4 Conduites souterraines

Le projet prévoit la construction d'une canalisation souterraine en tranchée d'une longueur d'environ 7,7 km. La canalisation reliera la fosse de jonction à la sous-station électrique attribuée à l'utilisateur.

La réalisation des travaux se fera par phases successives, ce qui permettra de limiter les opérations à un tronçon limité (environ 500-600 m) de la ligne de connexion prévue, en progressant progressivement sur le territoire.

En général, les opérations se dérouleront selon les phases suivantes :

- réalisation des infrastructures temporaires du chantier ;
- ouverture de la bande de travail et creusement de la tranchée ;
- pose des câbles et réalisation des jonctions ;
- recouvrement de la ligne et remise en état.

Les câbles seront posés le long des routes existantes à l'aide d'engins de chantier classiques.

La pose s'effectue en creusant une tranchée d'environ 1,40 m de large et 1,90 m de profondeur. La figure suivante montre une section type de pose d'une gaine sur route pour 4 triples câbles.

Titre du document	Date	Auteur	Contrôlé par	Statut	Page52 sur 58	
ATI-ING-VIA-RELGEN-R01-00	30/09/2024	Montana	Eni Plenitude	Final		

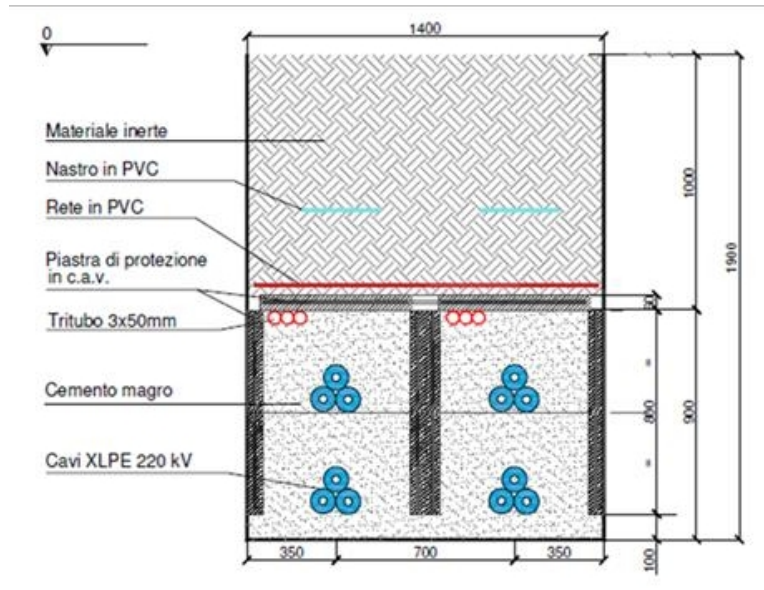


Figure 2-13 : Section type de gaine terrestre

### 3 Calendrier des travaux

Le calendrier établi à ce stade du projet a pour but de fournir une planification générale, en indiquant les principales étapes et la durée des différentes phases de réalisation.

Le calendrier a été établi sur la base des hypothèses suivantes :

- Début des activités d'exécution du projet après :
  - obtention de toutes les autorisations nécessaires à la construction et à l'exploitation de la centrale, ainsi qu'au raccordement au réseau électrique national.
  - décision finale d'investissement et attribution des marchés publics pour toutes les fournitures critiques (c'est-à-dire les éoliennes, les fondations flottantes, les sous-stations offshore et les câbles).
- Activités de préfabrication et d'assemblage préliminaire des structures et des équipements, réalisées sur différents sites.
- Activités d'assemblage final réalisées à proximité des sites d'implantation.
- Activités de pose et d'installation en mer, y compris les temps d'arrêt dus aux conditions météorologiques.
- Démarrage de l'installation par sections et montée en puissance progressive des systèmes électriques connectés.

Pour plus de détails, veuillez vous reporter au document détaillé (réf. : « ATI-ING-VIA-CRNLAV-R16-00-CRONOPROGRAMMA DEI LAVORI »).

Titre du document	Date	Auteur	Contrôlé par	Statut	Page54 sur 58	 atis
ATI-ING-VIA-RELGEN-R01-00	30/09/2024	Montana	Eni Plenitude	Final		

## 4 Exploitation et maintenance de l'installation

Une fois mis en service, le parc nécessite une maintenance constante afin de garantir son bon fonctionnement dans le temps. C'est pourquoi il est nécessaire de disposer d'une stratégie et d'un plan de maintenance qui abordent les différents problèmes afin de les prévenir autant que possible.

Au cours de cette phase d'autorisation, un plan de maintenance préliminaire est élaboré dans le but de fournir une première caractérisation des activités de maintenance prévues pour les différents composants du système, tant offshore qu'onshore, et de mettre en évidence les interactions environnementales utiles pour évaluer les impacts potentiels.

Le plan analyse en particulier les éléments clés du projet, notamment :

- la maintenance des turbines ;
- la maintenance des structures de fondation, des amarrages et des ancrages ;
- la maintenance des câbles marins reliant les différentes turbines entre elles et des câbles reliant celles-ci à la terre ferme ;
- maintenance des câbles de mise à la terre ;
- maintenance des stations électriques offshore ;
- maintenance des stations électriques onshore.

Les opérations de maintenance peuvent être divisées en « maintenance ordinaire » et « maintenance extraordinaire ». Vous trouverez ci-dessous une brève description des activités à réaliser pour les différents composants. Pour une vision plus précise et détaillée du plan de maintenance, veuillez vous référer au Plan préliminaire de maintenance du parc éolien offshore et de ses composants (Réf. : « ATI-ING-VIA-RELMAN-R18-00 - PLAN PRÉLIMINAIRE DE MAINTENANCE »).

### 4.1 Activités de maintenance ordinaire

La maintenance ordinaire, planifiée à intervalles réguliers par le gestionnaire de l'installation, est effectuée conformément aux spécifications techniques des fournisseurs des différents composants et accessoires qui composent les installations éoliennes. Le programme de maintenance planifiée est communiqué aux autorités maritimes compétentes lorsqu'il prévoit le déplacement et le transport d'accessoires et de composants par voie maritime ou des activités offshore à proximité du parc éolien.

Pour les opérations de maintenance ordinaire, les infrastructures nécessaires sont constituées de :

- des entrepôts et des zones de stockage des matériaux ;
- d'ateliers techniques pour la réparation et/ou l'assemblage/le démontage des éléments du parc éolien ;
- des aires pour le stockage temporaire des déchets ;
- bureaux administratifs ;
- zone de quai ;
- quai pour l'accostage des navires.

Titre du document	Date	Auteur	Contrôlé par	Statut	Page55 sur 58	 atis
ATI-ING-VIA-RELGEN-R01-00	30/09/2024	Montana	Eni Plenitude	Final		

## 4.2 Activités de maintenance extraordinaire

La maintenance extraordinaire consiste à remplacer les principaux éléments de l'éolienne (pales, générateur, roulements principaux, etc.) et peut également s'étendre aux éléments d'ancrage (remplacement partiel ou total des amarres ou de l'élément d'ancrage) et aux câbles inter-réseaux entre les éoliennes (par exemple en cas de rupture).

Ces opérations ne sont pas planifiées et nécessitent l'utilisation de ressources adaptées à l'ampleur de l'intervention et, au minimum, une logistique maritime spécifique. Compte tenu de l'utilisation d'une fondation avec plate-forme flottante, il est possible de ramener l'éolienne au port pour la réalisation de certaines opérations.

Titre du document	Date	Auteur	Contrôlé par	Statut	Page56 sur 58	 atis
ATI-ING-VIA-RELGEN-R01-00	30/09/2024	Montana	Eni Plenitude	Final		

## 5 Travaux de démantèlement de l'installation

À la fin de sa durée de vie opérationnelle, estimée à 30 ans, le parc devra être démantelé et un projet exécutif sera élaboré pour les opérations de démantèlement et d'enlèvement des installations et des ouvrages connexes, qui comprendra les actions, les activités et les délais nécessaires à la gestion de la fermeture du site.

Au cours de la phase d'autorisation actuelle, le plan de démantèlement (réf. : « ATI-ING-VIA-RELDIS-R15-00 - PLAN DE DÉMANTÈLEMENT ») qui décrit les procédures de retrait des composants offshore, tels que les câbles, les systèmes d'amarrage, les éoliennes flottantes, la structure de la sous-station, ainsi que les composants onshore de connexion au RTN. Les premières considérations sur le plan de restauration des zones à la fin des opérations de démantèlement et de désaffectation ont également été présentées.

Les principales opérations à effectuer pendant les phases de démantèlement sont résumées ci-dessous :

- déconnexion des câbles dynamiques entre les turbines et la sous-station offshore ;
- récupération des câbles dynamiques déconnectés ;
- retrait des câbles du réseau de connexion sous-marin ;
- retrait des amarres des flotteurs des tours éoliennes et de la cabine OSS offshore afin de libérer ces structures de leurs ancrages ;
- remorquage du flotteur vers le port désigné pour le démantèlement et la démolition ;
- retrait des amarres des ancrages sous-marins ; retrait des ancrages du fond marin, ou découpe de la partie saillante en fonction du type d'ancre, et transport des composants vers le port pour les travaux ultérieurs de démantèlement, de démolition et/ou de récupération ;
- démolition et démantèlement des structures de l'installation offshore avec récupération des composants réutilisables et transport des matériaux résultants vers les centres désignés pour l'élimination/la réutilisation ;
- démolition et démantèlement des structures de l'installation onshore avec récupération des composants réutilisables et transport des matériaux résultants vers les centres désignés pour l'élimination/la réutilisation.

Pour une description plus détaillée des phases de démantèlement et de récupération des matériaux, veuillez vous référer au rapport dédié susmentionné.

Au lieu de démanteler complètement les ouvrages au service de la partie offshore de l'installation, il est possible d'envisager, à la fin de la durée de vie utile de l'installation, de laisser certains composants sur place (par exemple, les ancres et les câbles). Cette solution sera évaluée tant du point de vue technique, lorsque le démantèlement complet n'est pas possible en raison du type d'ancre utilisé, que du point de vue environnemental, dans le cas où celles-ci seraient colonisées par des organismes et contribueraient à la restauration de la biodiversité.

## 6 Conclusions

Le présent document constitue le rapport technique général du projet de faisabilité technique et économique (PFTE) du parc éolien flottant « Atis », présenté par le promoteur, Atis Floating Wind Srl. Cette initiative fait partie du portefeuille d'Eni Plenitude, qui comprend un pipeline total d'environ 3 GW répartis entre trois projets éoliens offshore flottants situés le long des côtes de la Toscane, des Pouilles et de la Calabre.

Le projet de faisabilité technique et économique (PFTE) est essentiel car il fournit une base solide pour la planification et la réalisation d'un ouvrage. Il comprend toutes les informations nécessaires pour définir de manière exhaustive les caractéristiques de l'ouvrage, telles que les spécifications techniques, les coûts estimés et les analyses d'impact environnemental et social.

L'installation d'un parc éolien offshore représente une avancée significative dans l'adoption de technologies renouvelables de pointe. Classée parmi celles encouragées par le décret FER2, cette technologie présente un fort potentiel de développement, non seulement en termes d'efficacité opérationnelle, mais aussi en termes de réduction des impacts environnementaux. L'évolution continue de ces technologies pourrait encore améliorer la durabilité et l'efficacité de l'énergie éolienne offshore, la consolidant ainsi comme un élément crucial du mix énergétique renouvelable.

Compte tenu de l'innovation et de l'évolution technologique en cours, les choix techniques adoptés pour ce projet sont, selon le promoteur, les meilleurs possibles pour ce site à l'état actuel de la technique. Toutefois, au cours des phases ultérieures du projet, de nouvelles informations ou circonstances pourraient apparaître qui permettraient d'optimiser davantage les coûts, la qualité et la fonctionnalité de l'ouvrage, par exemple :

- **Évolution de la réglementation**  
Les lois et réglementations peuvent changer, nécessitant des adaptations du projet pour garantir sa conformité.
- **Progrès technologiques**  
De nouvelles technologies ou méthodes de construction peuvent apparaître, offrant des solutions plus efficaces ou plus économiques.
- **Retour d'information des parties prenantes**  
Les opinions et les besoins des parties prenantes, telles que les communautés locales ou les investisseurs, peuvent influencer les choix de conception.

Ces variations se traduisent par une évolution naturelle du projet afin de s'adapter au progrès et aux nouvelles circonstances. Cette flexibilité est une exigence essentielle de la conception afin de garantir que l'ouvrage final soit sûr, efficace et réponde aux besoins pour lesquels il a été conçu.