

CHAPITRE 1

DESCRIPTION DU PROJET

SOMMAIRE

1. LOCALISATION ET EMPRISE DU PROJET	8
1.1. PARC PILOTE D'EOLIENNES FLOTTANTES	8
1.2. RACCORDEMENT ELECTRIQUE	11
2. ELEMENTS CONSTITUTIFS DU PROJET	12
2.1 PARTIE MARITIME	12
2.1.1 <i>Présentation générale du parc éolien</i>	12
2.1.2 <i>Eoliennes</i>	12
2.1.3 <i>Flotteur et ancrage</i>	17
2.1.4 <i>Dispositif de signalisation des éoliennes</i>	28
2.1.5 <i>Architecture électrique du parc pilote</i>	31
2.1.6 <i>Câbles électriques inter-éoliennes dynamiques</i>	31
2.1.7 <i>Connecteur sous-marin</i>	32
2.1.8 <i>Liaison sous-marine d'export</i>	33
2.2 PARTIE TERRESTRE	37
2.2.1 <i>Jonction d'atterrissage</i>	37
2.2.2 <i>Liaison de raccordement électrique terrestre</i>	39
2.2.3 <i>Connexion au réseau - Poste de livraison électrique</i>	44
2.2.4 <i>Système de contrôle et de télécommunication à distance</i>	45
3 MODALITES D'INSTALLATION DU PARC PILOTE ET DE SON RACCORDEMENT	48
3.1 PARTIE MARITIME	48
3.1.1 <i>Site d'assemblage des éoliennes flottantes</i>	48
3.1.2 <i>Présentation générale de la séquence d'assemblage et d'installation</i>	49
3.1.3 <i>Assemblage et mise à l'eau du flotteur</i>	49
3.1.4 <i>Intégration de l'éolienne sur le flotteur</i>	50
3.1.5 <i>Installation des éoliennes en mer</i>	54
3.1.6 <i>Pose des câbles électriques inter-éoliennes</i>	62
3.1.7 <i>Pose du câble de raccordement maritime d'export</i>	65
3.1.8 <i>Atterrissage</i>	69
3.2 PARTIE TERRESTRE : POSE DE LA LIAISON ELECTRIQUE TERRESTRE	71
3.2.1 <i>Les techniques de franchissement</i>	73
3.2.2 <i>Route Napoléon</i>	75
3.2.3 <i>Route de Carteau</i>	76
3.2.4 <i>Avenue de la 1^{ère} DFL</i>	76
3.2.5 <i>Traversée du canal Saint-Louis</i>	76
3.2.6 <i>Terrain « Shell »</i>	77
3.2.7 <i>Traversée du canal et de la voie ferrée au nord du terrain « Shell »</i>	78
3.2.8 <i>Avenue de la mer et zone de Malebarge</i>	79
4 MODALITES D'EXPLOITATION ET DE MAINTENANCE	80

4.1	BASE DE MAINTENANCE COURANTE	80
4.2	MAINTENANCE COURANTE ET MAINTENANCE LOURDE	82
4.2.1	<i>Maintenance courante</i>	82
4.2.2	<i>Maintenance lourde</i>	83
4.3	MOYEN LOGISTIQUE POUR LA MAINTENANCE COURANTE	83
4.4	CENTRE DE SUPERVISION	84
4.5	GESTION DES DECHETS ET EFFLUENTS PRODUIT PAR L'EXPLOITATION ET LA MAINTENANCE	84
4.6	PLAN DE PREVENTION DES RISQUES	85
5	PLAN DE DEMANTELEMENT ET REMISE EN ETAT	86
5.1	LES PRINCIPES DIRECTEURS	86
5.2	LES OPERATIONS DE DEMANTELEMENT FINALES	87
5.3	MOYENS LOGISTIQUES UTILISES	88
6	PLANNING ENVISAGE	89

TABLE DES ILLUSTRATIONS

Liste des figures

Figure 1 : Eolienne SWT-8.0-154 installée depuis janvier 2017 sur le site d'Østerild (© Siemens)	13
Figure 2 : Représentation de l'éolienne SWT-8.0-154 (Source : Siemens) (valeurs indicatives)	14
Figure 3 : Dimensions indicatives de la nacelle (valeurs données en mm) (Source : Siemens)	14
Figure 4 : Principaux composants du flotteur et de son système d'ancrage (Source SBM Offshore, 2016) ..	18
Figure 5 : Disposition du flotteur et de son système d'ancrage (dimensions en mm, SBM Offshore, 2016) ..	20
Figure 6 : Description et dimension du flotteur en mm (EL = élévation, SBM Offshore, 2016)	21
Figure 7 : Description des plateformes de travail de l'éolienne flottante (Source SBM Offshore, 2016)	22
Figure 8 : Illustration de l'accès à l'éolienne flottante (© SBM Offshore)	23
Figure 9 : Illustration des connecteurs d'ancrage bi-articulés à cliquet (Source SBM Offshore, 2016)	25
Figure 10 : Profil général de la ligne d'ancrage (Source SBM Offshore, 2016)	26
Figure 11 : Chainettes assurant une redondance au bas des lignes d'ancrage (SBM Offshore, 2016)	27
Figure 12 : Illustration du profil d'une ancre hybride gravitaire-suction (Source SBM Offshore, 2016)	28
Figure 13 : Schéma de principe du raccordement électrique du parc pilote	31
Figure 14 : Câble électrique inter-éoliennes (Sources : à gauche, NSW ; à droite Draka)	32
Figure 15 : Exemple de connecteur sous-marin type « Drymate » (© Macartney)	33
Figure 16 : Exemple de joint usine (© Nexans)	33
Figure 17 : Structure d'un câble sous-marin (Source RTE, 2015)	34
Figure 18 : Illustration de l'ensouillage (Source RTE, 2015)	35
Figure 19 : Exemple d'enrochement	35
Figure 20 : Le matelas béton, (Source : RTE 2016)	36
Figure 21 : Coquilles en fonte articulées (Source : Travocéan)	36
Figure 22 : Chambre de jonction d'atterrissage (Source : Nexans, 2016)	38
Figure 23 : Structure d'un câble conducteur isolé (Source : RTE, 2017)	39
Figure 24 : Piste cyclable où sera enfoui le câble d'export	40
Figure 25 : Buses de connexion présentes sur la route Napoléon (à gauche) et voie ferrée (à droite)	41
Figure 26 : Localisation des obstacles au tracé du câble au niveau de Port-Saint-Louis-du-Rhône	41
Figure 27 : Illustration de la pose en PEHD d'une liaison souterraine à un circuit	42
Figure 28 : Liaison simple sous voirie (pose en fourreaux PVC et vue après travaux, Source : RTE)	43
Figure 29 : Exemple d'une chambre de jonction (Source : RTE)	43
Figure 30 : Poste de raccordement de Port-Saint-Louis-du Rhône (13)	44
Figure 31 : Parcelle qui accueillera la salle de contrôle/commande du parc pilote	45
Figure 32 : Localisation du site Gloria	48
Figure 33 : Modularité du flotteur et séquence d'assemblage (Source : SBM Offshore, 2016)	49
Figure 34 : Illustration des deux méthodes de mise à l'eau (© SBM Offshore, 2016)	50
Figure 35 : Illustration de l'amarrage du flotteur bord à quai (Source : SBM Offshore)	50
Figure 36 : Illustration d'un véhicule de transport modulaire transportant une nacelle complète	51
Figure 37 : Illustration de l'intégration de l'éolienne sur le flotteur bord à quai (© SBM Offshore)	52
Figure 38 : Illustration de l'assemblage d'un mât d'éolienne	52

Figure 39 : Illustration de l'opération de levage du rotor complet d'une éolienne (© Siemens).....	53
Figure 40 : Illustration de l'éolienne montée sur le flotteur bord à quai (© SBM Offshore).....	53
Figure 41 : Chargement des tronçons de chaîne et des ancrs (© SBM Offshore)	55
Figure 42 : Chargement typique des ancrs sur le pont – illustration (© SBM Offshore)	55
Figure 43 : Ancres gravitaires sur le pont.....	55
Figure 44 : Chargement des chaînes de ballastage.....	56
Figure 45 : Mise à l'eau des ancrs.....	56
Figure 46 : Déploiement des ancrs / positionnement suivi par ROV.....	57
Figure 47 : Déploiement des chaînes de ballastage à l'intérieur des ancrs gravitaires	57
Figure 48 : Illustration du remorquage du flotteur (© SBM Offshore).....	57
Figure 49 : Vue artistique du remorquage de l'éolienne flottante (© SBM Offshore).....	58
Figure 50 : Séquence d'immersion du flotteur (Source : SBM Offshore, 2016).....	61
Figure 51 : Vue générale du <i>Normand Installer</i>	62
Figure 52 : Remorqueur d'assistance typique.....	62
Figure 53 : Exemple de navire câblé.....	63
Figure 54 : Vue mise à l'eau du câble électrique inter-éoliennes.....	63
Figure 55 : Installation des bouées.....	64
Figure 56: Vue d'un <i>hang-off</i>	64
Figure 57: Moyens maritimes pour phase préparatoire (© Osiris projects et Ecosse subsea systems, n.c) ..	65
Figure 58: Illustration de l'installation et de la protection des câbles (Source : BRLi, 2016)	66
Figure 59 : A gauche : outil d'ensouillage par jetting ; à droite : trancheuse (Source : RTE, 2015)	67
Figure 60 : Exemple de charrue (schéma de principe) (Source : RTE, 2015)	67
Figure 61 : à gauche pelle rétro-caveuse; à droite pelle mécanique sur barge	68
Figure 62: Illustration d'un navire d'installation des câbles (Source : Global Marine System, RTE, 2014)	69
Figure 63: Exemple de navire de support (© Ocean Installer).....	69
Figure 64 - Tirage au niveau de la chambre d'atterrissage (Source RTE, 2016).....	70
Figure 65 : Illustration des différents secteurs du tracé du câble terrestre	72
Figure 66 : Schéma de principe du forage dirigé (Source : RTE, 2016)	74
Figure 67 : Illustrations de la technique du forage dirigé (Source : RTE, 2016)	74
Figure 68 : Illustration des buses et de la hauteur sous chaussée disponible	75
Figure 69 : Schéma d'implantation de la base O&M courante.....	80
Figure 70 : Schéma de réaménagement du quai de dépotage.....	81
Figure 71 : Schéma d'implantation du moyen de levage	81
Figure 72 : Navire de maintenance typique (Source : Navalu).....	84
Figure 73 : Unité de broyage de câbles (Source : libre de droit internet).....	88
Figure 74 : Planning prévisionnel et séquençage des travaux envisagés pour le projet éolien.....	90

Liste des tableaux

Tableau 1 : Eléments de localisation du parc pilote	8
Tableau 2 : Références et coordonnées géographiques de la zone de concession du parc pilote.....	10
Tableau 3 : Références et coordonnées géographiques des composants du parc pilote	11

Tableau 4 : Principales caractéristiques du projet Provence Grand Large	12
Tableau 5 : Principales caractéristiques de l'éolienne Siemens SWT-8.0-154	15
Tableau 6 : Principales caractéristiques du flotteur	19
Tableau 7 : Principales caractéristiques du dispositif d'ancrage (valeurs indicatives)	24
Tableau 8 : Plan de balisage	29
Tableau 9 : Durée estimée hors aléas météo des travaux d'installation des câbles inter-éoliennes	64

Liste des cartes

Carte 1 : Localisation du projet Provence Grand Large et de son raccordement au réseau électrique	9
Carte 2 : Zone demandée en concession pour le parc en mer et configuration du parc	10
Carte 3 : Balisage du parc pilote	30
Carte 4 : Zone pressentie pour l'emplacement de la chambre de jonction	38
Carte 5 : Tracé terrestre du câble d'export	40
Carte 6 : Localisation du poste RTE à Port-Saint-Louis-du-Rhône	44
Carte 7 : Enveloppe de la zone pour la salle de contrôle sur la parcelle	45
Carte 8 : Localisation des centres de supervision	46
Carte 9 : Plan de situation du forage dirigé envisagé pour le passage du Canal Saint-Louis (darse)	76
Carte 10 : Plan de situation du terrain Shell et tracé du câble	77
Carte 11 : Localisation du forage dirigé au niveau du terrain Shell	78
Carte 12 : Localisation du franchissement du canal et de la voie ferrée	79

1. LOCALISATION ET EMPRISE DU PROJET

Le projet de parc pilote d'éoliennes flottantes au large du golfe de Fos résulte d'un travail engagé depuis plusieurs années dans le but de tester à une échelle expérimentale une nouvelle technologie de production d'énergie renouvelable tout en prenant en compte les spécificités du territoire et de son environnement.

1.1. Parc pilote d'éoliennes flottantes

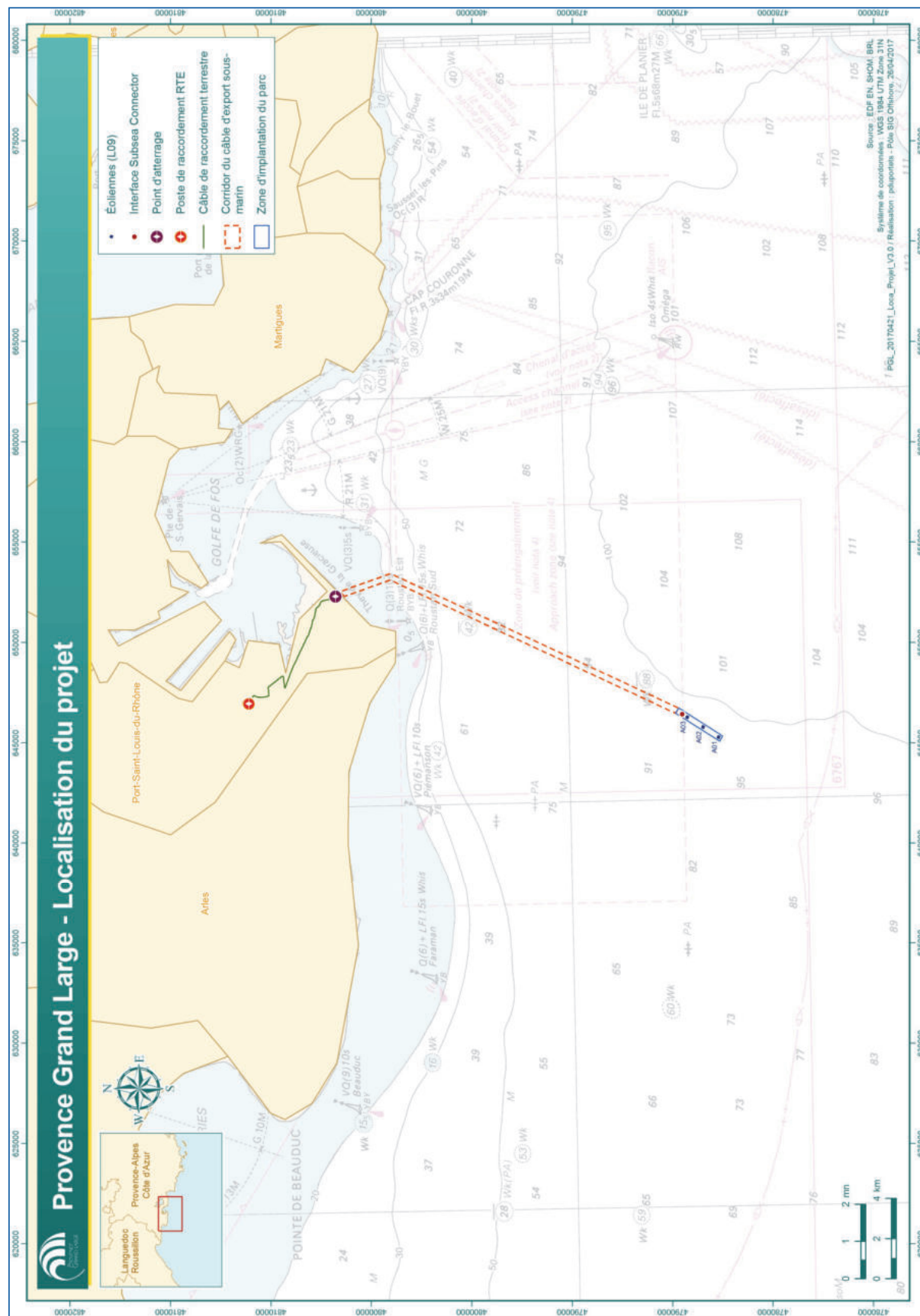
Le projet Provence Grand Large est situé en Provence-Alpes-Côte d'Azur (PACA), dans le département des Bouches-du-Rhône. Le parc pilote est composé de 3 éoliennes de 8 MW flottantes à axe horizontal, présentant une puissance installée de 24 MW. Le point le plus proche du parc pilote en mer est localisé à environ 14 km de l'embouchure du Rhône sur la commune d'Arles. Il est par ailleurs situé à 17 km de la plage Napoléon à Port-Saint-Louis-du-Rhône, où se situe également le point d'atterrissage du câble d'export (Carte 1) et à 23 km des habitations les plus proches, à Carro, sur la côte bleue.

La zone d'implantation du parc pilote en mer est au sein de la zone définie par l'Etat dans le cadre de l'appel à projets « fermes pilotes éoliennes flottantes » de l'ADEME, pour lequel le projet Provence Grand Large est un des lauréats. La localisation du parc pilote et de son raccordement électrique a été définie à l'issue d'un travail itératif mené depuis 2011 avec les autorités et les acteurs du territoire. Elle s'appuie sur plusieurs années d'études et de concertation qui confèrent au maître d'ouvrage une connaissance approfondie des caractéristiques du site et de ses enjeux.

Les principaux éléments concernant l'implantation géographique et l'emprise du parc pilote Provence Grand Large sont présentés dans le Tableau 1.

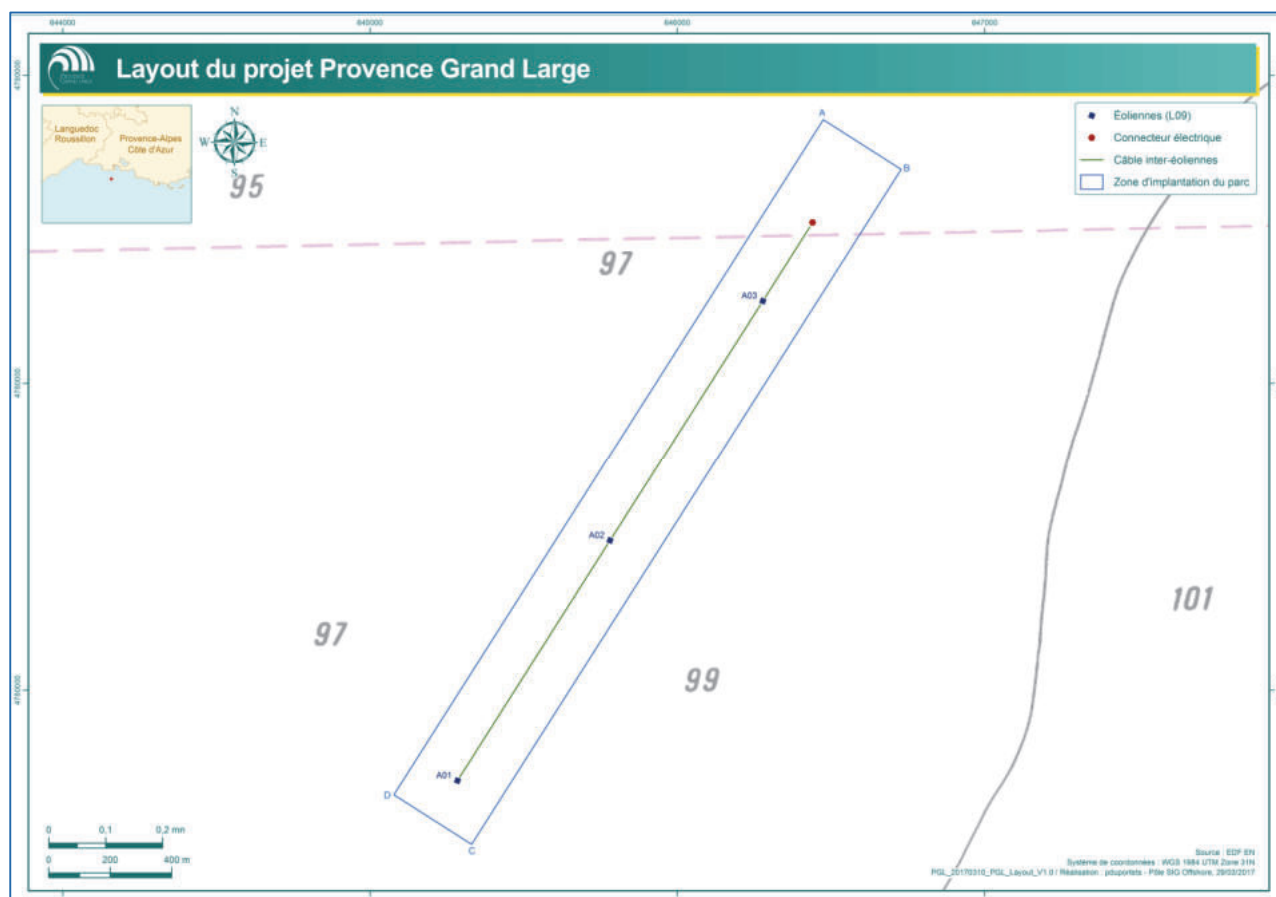
Eléments	Caractéristiques
Surface totale de la zone demandée en concession pour le parc pilote, hors raccordement au réseau d'électricité	0,78 km ²
Profondeur moyenne (minimale / maximale)	98,6 m LAT (95,7 m / 101,7 m)
Distance à l'embouchure du Rhône à Arles (point le plus proche de la première éolienne du parc pilote)	~ 14 km
Distance à la plage Napoléon à Port-St-Louis-du-Rhône	~ 17 km
Distance à la côte Bleue à Carro - Martigues (secteur habité le plus proche du parc pilote)	~ 23 km
Orientation de la ligne d'éoliennes	32,5°
Longueur totale de la liaison électrique	28 km
Port d'assemblage envisagé	Quai Gloria à Port-St-Louis-du-Rhône
Base de maintenance légère	Centrale EDF à Martigues

Tableau 1 : Eléments de localisation du parc pilote



Carte 1 : Localisation du projet Provence Grand Large et de son raccordement au réseau électrique

La zone demandée en concession pour le parc pilote en mer couvre une surface d'environ 0,78 km². Elle comprend les trois éoliennes et leurs ancrages, les câbles électriques, ainsi que le connecteur électrique sous-marin.



Carte 2 : Zone demandée en concession pour le parc en mer et configuration du parc

Les coordonnées géographiques des points de référence délimitant la zone de concession du parc pilote en mer sont présentées dans le tableau suivant :

Référence	WGS 84 [degrés décimaux]		UTM 31 N [m]	
	Longitude Est	Latitude Nord	X	Y
A	4° 48,178' E	43° 12,137' N	646 475	4 784 856
B	4° 48,362' E	43° 12,047' N	646 728	4 784 695
C	4° 47,296' E	43° 10,877' N	645 331	4 782 499
D	4° 47,111' E	43° 10,967' N	645 077	4 782 660

Tableau 2 : Références et coordonnées géographiques de la zone de concession du parc pilote

Les positions des éoliennes sont données ci-dessous à titre indicatif. Elles sont susceptibles d'être adaptées au sein de la zone de concession (aussi appelée « zone d'implantation du parc » dans la suite du document)

en fonction des contraintes qui pourraient être identifiées lors de travaux de reconnaissance complémentaires (levés géophysiques et géotechniques, détection d'engins explosifs) prévus en 2017.

Référence	WGS 84 [degrés décimaux]		UTM 31 N [m]	
	Longitude Est	Latitude Nord	X	Y
Connecteur électrique sous-marin	4° 48,147' E	43° 11,957' N	646 440	4 784 522
Eolienne A01	4° 47,265' E	43° 10,990' N	645 285	4 782 706
Eolienne A02	4° 47,644' E	43° 11,405' N	645 781	4 783 486
Eolienne A03	4° 48,023' E	43° 11,821' N	646 278	4 784 267

Tableau 3 : Références et coordonnées géographiques des composants du parc pilote

Nota Bene : les éoliennes étant flottantes, leur position peut varier de l'ordre de 15 mètres environ autour de leur position nominale.

Les éoliennes sont alignées et espacées de 920 m au sein de la zone de concession. Les fonds marins sont compris entre 95,7 m LAT et 101,7 m LAT de profondeur. Cette configuration autour de l'isobathe 100 m a été définie en étroite collaboration avec le Comité Régional des Pêches (CRPMEM PACA) et la Prud'homie de pêche de Martigues de manière à minimiser l'impact du projet sur les activités halieutiques.

1.2. Raccordement électrique

Le raccordement électrique du parc en mer sera assuré par un câble d'export, sous-marin puis terrestre. Au départ du connecteur, ce câble traversera la plage Napoléon dans sa partie centrale, puis empruntera les infrastructures existantes jusqu'au poste de transformation RTE existant localisé à l'entrée de la commune de Port-Saint-Louis-du-Rhône. La distance totale du raccordement électrique est de 28 km environ dont 19 km en mer (Carte 1 page 9).

2. ELEMENTS CONSTITUTIFS DU PROJET

Les différents éléments composant le parc éolien flottant pilote et son raccordement électrique sont décrits dans les paragraphes suivants, en distinguant les parties maritime et terrestre.

2.1 Partie maritime

2.1.1 Présentation générale du parc éolien

Chaque éolienne, développée par Siemens Wind Power, est composée d'un mât, d'une nacelle et d'un rotor, reposant sur une fondation flottante développée par SBM Offshore en partenariat avec l'IFP Energies nouvelles (IFPEN). Chaque fondation flottante est rattachée au fond marin grâce à plusieurs lignes tendues reliées à des ancrs, qui sont de type hybrides gravitaire-succion.

Les principales caractéristiques du projet sont présentées dans le tableau suivant :

Eléments	Description
Type d'éolienne	Axe horizontal
Type de flotteur	Plateforme à lignes tendues
Type d'ancrage	Hybride gravitaire-succion
Nombre de lignes d'ancrage / éolienne	6 (3 x 2)
Durée d'exploitation du parc pilote	20 ans
Nombre d'éoliennes	3 éoliennes
Puissance unitaire des éoliennes et puissance totale installée	8 MW unitaire pour 24 MW de puissance totale installée
Productible du parc pilote	Equivalent à la consommation domestique moyenne en électricité d'environ 40 000 habitants

Tableau 4 : Principales caractéristiques du projet Provence Grand Large

2.1.2 Eoliennes

2.1.2.1 Présentation de l'éolienne SWT-8.0-154

L'éolienne retenue pour le projet est l'éolienne SWT-8.0-154 développée par la société Siemens sur la base de la plateforme D7 de nouvelle génération. D'une puissance unitaire de 8 MW, elle est équipée d'une génératrice dite à entraînement direct, donnant ainsi davantage de robustesse et de fiabilité à l'ensemble. Pour cette éolienne, Siemens met en œuvre une technologie éprouvée pour ses précédents modèles de 6 et 7 MW. Ainsi, l'éolienne bénéficie de toutes les innovations et optimisations testées et mises en œuvre pour les éoliennes à entraînement direct de grande dimension.

La technologie d'entraînement direct permet de réduire le nombre de composants par rapport à la technologie de train d'entraînement avec multiplicateur. Cette combinaison optimale entre solidité et légèreté de la nacelle a une incidence significative sur la baisse des coûts d'infrastructure, d'installation et de maintenance, tout en augmentant le productible sur la durée d'exploitation.



Figure 1 : Eolienne SWT-8.0-154 installée depuis janvier 2017 sur le site d'Østerild (© Siemens)

Le rotor de l'éolienne (partie tournante) présente un diamètre de 154 mètres, présentant une surface balayée de 18 600 m². Il permet de maximiser le productible pour tout type de site en mer, des eaux plus calmes aux ressources de vent modérées jusqu'aux sites de haute mer les plus exposés.

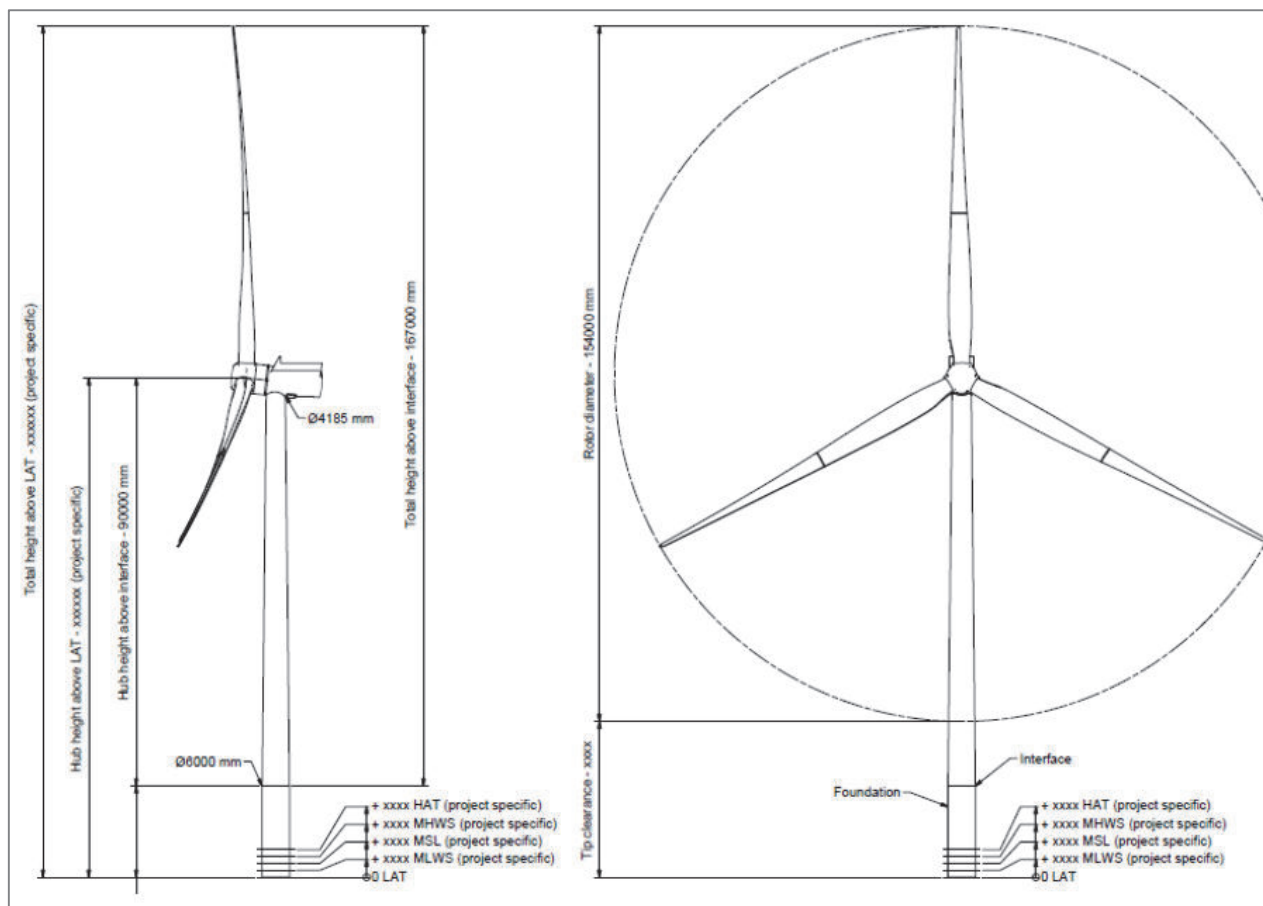


Figure 2 : Représentation de l'éolienne SWT-8.0-154 (Source : Siemens) (valeurs indicatives)

Les dimensions de la nacelle sont précisées de manière indicative sur la figure ci-après.

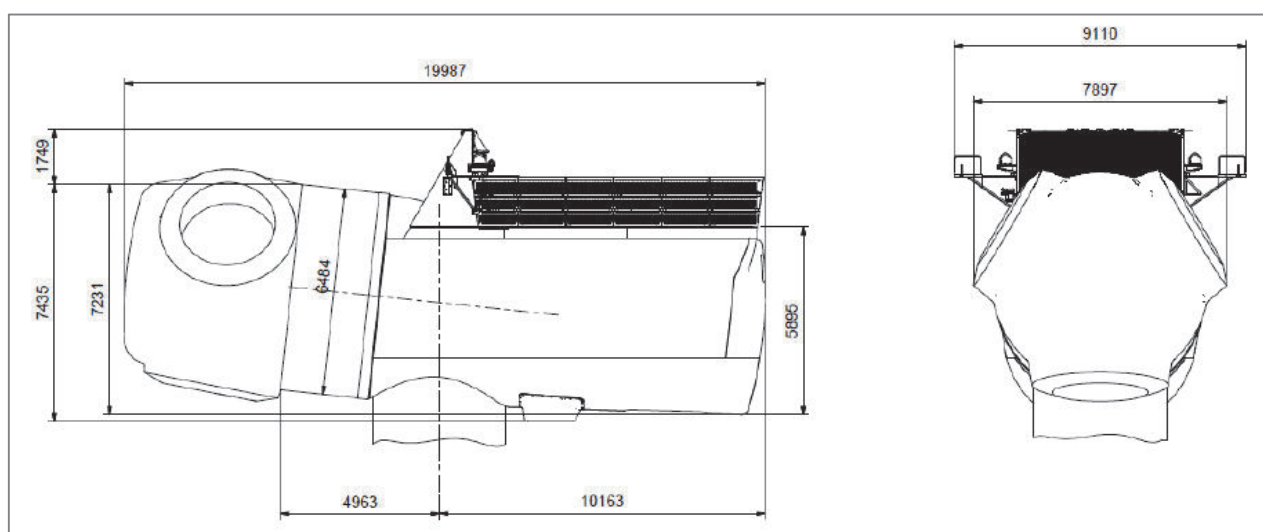


Figure 3 : Dimensions indicatives de la nacelle (valeurs données en mm) (Source : Siemens)

Les caractéristiques générales de l'éolienne Siemens SWT-8.0-154 sont présentées dans le tableau ci-dessous :

Caractéristiques générales de l'éolienne Siemens SWT-8.0-154	
Puissance nominale	8 MW
Vitesse de vent de démarrage	3-5 m/s
Vitesse de vent nominale de fonctionnement	15 m/s
Vitesse de vent maximale de fonctionnement	25 m/s
Position du rotor par rapport au mât	Rotor face au vent
Hauteur de la nacelle	105 m environ au dessus de la mer
Masse du mât	≈ 400 tonnes
Masse de la turbine (nacelle + rotor)	≈ 430 tonnes
Diamètre du rotor	154 m
Nombre de pales	3 pales, axe horizontal
Longueur des pales	75 m
Matériau des pales	Armature balsa, revêtement fibre de verre et résine époxy
Masse des pales	28 tonnes par pale
Surface balayée par les pales	18 600 m²
Plage de vitesse de rotation	0-13 tours / min
Méthode de régulation de la puissance	Système de régulation aérodynamique actif par pas variable
Freinage de la machine	Frein automatique à disque hydraulique
Type de génératrice	Synchrone à aimants permanents, entraînement direct
Système de refroidissement de la génératrice	Système de refroidissement à l'eau LiquidLink®, radiateurs de refroidissement passifs montés au sommet de la nacelle

Tableau 5 : Principales caractéristiques de l'éolienne Siemens SWT-8.0-154

Les dimensions indicatives de la nacelle sont d'environ 20 m x 9 m x 9 m (L x l x H) (moyeu compris). La nacelle contient des éléments structurels (châssis, couplage du rotor, roulements), des composants électromécaniques (génératrice, bloc convertisseur, système d'orientation au vent, système d'ajustement des pales, système de refroidissement) et des éléments de sécurité (éclairage, extincteurs, freins).

Les pales sont essentiellement fabriquées à partir de revêtement fibre de verre et résine époxy avec des renforts en matériaux composites.

Le mât est conique, en acier, divisé en trois tronçons. Son diamètre varie de 6 mètres à la base à 4 mètres au sommet. Le mât contient des structures secondaires internes (plateformes, échelles, monte-charge), des équipements électriques et des équipements de sécurité (éclairage, extincteurs). Les sections de tour sont assemblées au moyen de brides boulonnées.



Une fois l'éolienne installée sur sa fondation flottante, la hauteur en bout de pale sera inférieure à 185 m au dessus du niveau de la mer.

Le tirant d'air, qui correspond à la distance entre le bas des pales et le niveau moyen de l'eau, sera au minimum de 20 m au repos, c'est-à-dire pour un vent nul et une mer calme.

Les éoliennes sont configurées pour commencer à fonctionner à partir de 3 m/s de vent, et à s'arrêter automatiquement lorsque le vent dépasse 25 m/s. Sur requête du maître d'ouvrage (opérations de maintenance), des autorités maritimes (intervention de moyens de sauvetage) ou de l'opérateur du réseau d'électricité, les éoliennes peuvent être arrêtées, en particulier dans une position avec une pale le long du mât (position « Y »), ou une pale vers le haut dans le prolongement du mât (position « A »).

Pour s'arrêter, les pales de l'éolienne sont mises en drapeau (dans le lit du vent), ce qui provoque un ralentissement de la vitesse de rotation et finalement l'arrêt du rotor. Le rotor utilise un frein à disque hydraulique, la position à l'arrêt est maintenue grâce à un verrou hydraulique à 3 sécurités.

2.1.2.2 *Système de conversion de l'énergie et contrôle*

Chaque éolienne est équipée d'un convertisseur dédié, avec un transformateur qui assure la régulation et l'optimisation de l'énergie produite selon la vitesse de rotation du rotor. Ce convertisseur assure également la mise en sécurité de l'éolienne, sur la base de plusieurs capteurs fixés sur les principaux systèmes mécaniques et électriques.

En complément, le contrôle et le suivi à distance du parc éolien est réalisé par un système SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*), qui permet de coordonner les actions sur chaque éolienne et d'équilibrer le fonctionnement.

2.1.2.3 *Prévention de la pollution*

Chaque éolienne, conçue pour préserver la santé et la sécurité des équipes d'intervention, est conforme aux normes internationales relatives à la sécurité des installations électriques des unités mobiles et fixes en mer. Des détecteurs de fumée sont placés dans l'ensemble des compartiments électriques de l'éolienne suivant la norme EN 54. Les systèmes automatiques d'extinction des incendies sont de type gaz inertes (Argonite, Argogène ou équivalent) ou combinaison de brouillard d'eau et de mousse à air comprimé selon le compartiment de l'éolienne. Tous les équipements principaux et auxiliaires sont supervisés et contrôlés en permanence par un système dédié, à la fois de manière automatique et par des opérateurs assurant une surveillance 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7.

De plus, l'éolienne est dotée d'un système qui permet d'écouler les eaux pluviales sans pollution du milieu marin. Elle comporte des systèmes de rétention et de séparation des huiles et des eaux polluées au niveau de chaque composant mécanique et/ou électrique, afin de préserver le milieu marin de fuites éventuelles et de toute pollution. Les fluides issus de ces systèmes sont collectés par navires et traités à terre. Le volume de chaque bac de rétention est conçu pour récupérer la fuite la plus importante qui pourrait se produire au niveau du composant défaillant.

2.1.2.4 Peinture et revêtement

La protection des éoliennes contre la corrosion due à l'environnement marin est assurée par l'application de peintures anticorrosion sur les composants de la structure de l'éolienne. La peinture utilisée sera basée sur les spécifications standards de peinture de Siemens. Il s'agit de différentes catégories de peinture qui dépendent du type de structure et de la zone d'application:

- Zone externe ;
- Zone interne – structure principale ;
- Zone interne – structure secondaire.

Les peintures utilisées respecteront la série de norme ISO 12944.

L'air ambiant à l'intérieur de l'éolienne circule naturellement entre les différentes parties de l'éolienne (nacelle, tour). Un système de dés-humification permet de garantir de surcroît les composants internes de l'éolienne afin d'assurer un taux d'humidité inférieur à 60%. Le niveau d'humidité est mesuré en plusieurs endroits de l'éolienne. Une alarme est déclenchée et renvoyée à un opérateur si le taux d'humidité dépasse le niveau maximum admissible.

2.1.3 Flotteur et ancrage

2.1.3.1 Présentation de la fondation flottante

La solution plateforme à lignes tendues, dite « TLP » terme anglais qui signifie littéralement « *Tension Leg Platform* », a été retenue pour les fondations flottantes des éoliennes. La fondation flottante se compose de plusieurs parties :

- Quatre corps de bouées, aussi dénommés caissons de flottaison, qui soutiennent la masse de l'éolienne et génèrent la tension dans le système d'ancrage (principe de la poussée d'Archimède) ;
- Une structure tubulaire qui les joint ;
- Une pièce de transition sur laquelle est fixée l'éolienne ;
- Une plateforme en permanence émergée permettant l'accès à l'éolienne et formant ainsi le pont de la fondation flottante.

Le schéma de la fondation flottante, développée par la société SBM Offshore en partenariat avec l'IFPEN, est présenté sur la figure ci-dessous :

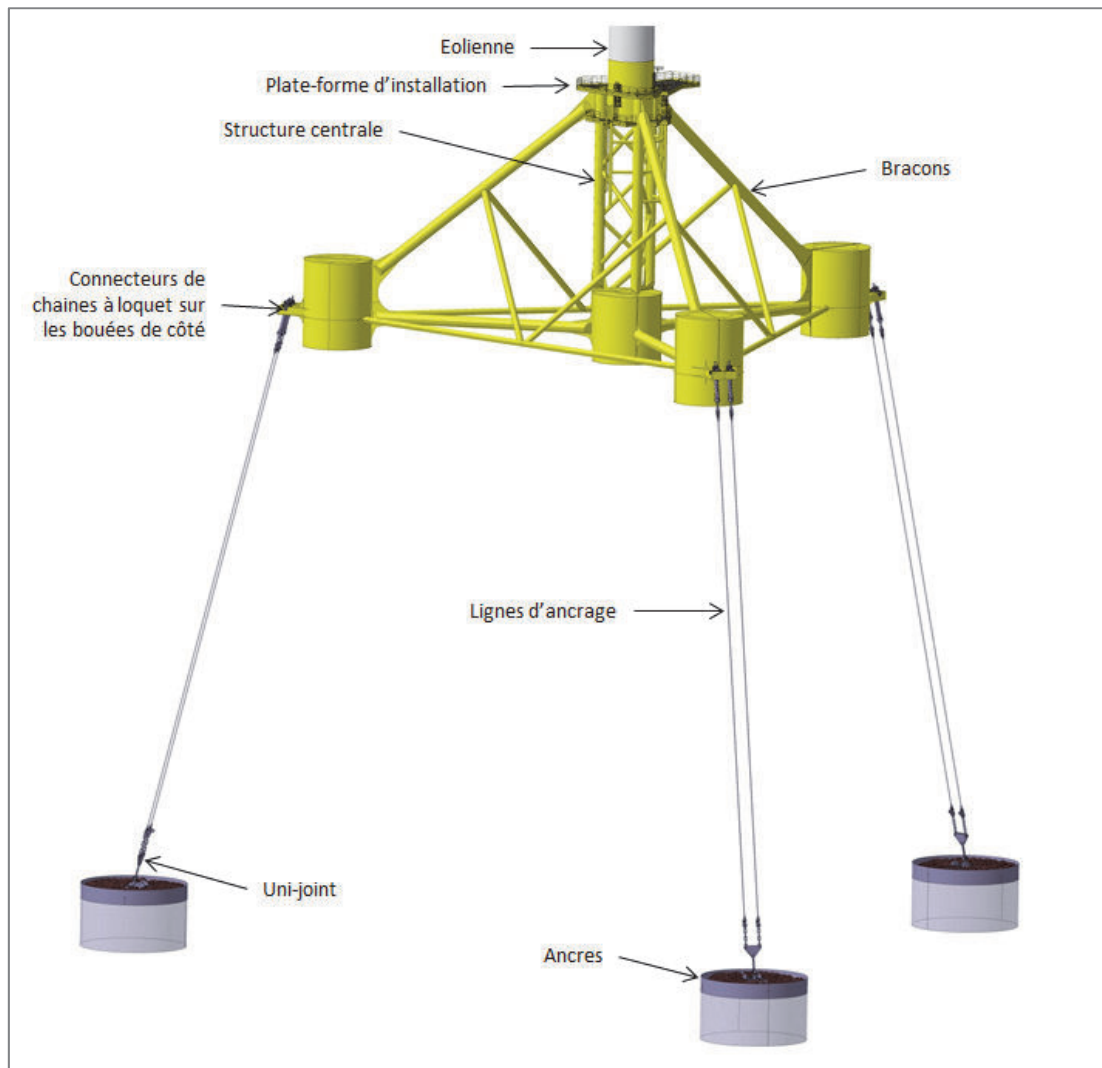


Figure 4 : Principaux composants du flotteur et de son système d'ancrage (Source SBM Offshore, 2016)

2.1.3.2 Le flotteur

Caractéristique du flotteur

La fondation flottante intègre des principes conceptuels permettant d'éviter et réduire l'impact sur l'environnement et les usages (navigation, pêche,...) :

- Une excursion de l'éolienne flottante réduite en raison d'un rayon d'ancrage limité ;
- Une emprise limitée sur les habitats marins car les lignes d'ancrage ne reposent pas sur les fonds.

Le tirant d'eau du flotteur, c'est-à-dire sa partie immergée, est d'environ 25 m. Ainsi, les caissons de flottaison se trouvent bien en-dessous du niveau de la mer, limitant l'impact des vagues et évitant les collisions avec les bateaux. La partie émergée, fortement réduite, offre une faible prise au vent et aux

vagues, contribuant à stabiliser l'ensemble. La liaison mécanique boulonnée (bride d'interface) entre le flotteur et la tour se trouve à environ 4 m au-dessus de la plateforme principale où l'on accède à l'éolienne.

Les principales caractéristiques du flotteur (valeurs susceptibles d'évoluer en cours d'exécution du projet) sont présentées dans le tableau suivant :

Caractéristiques générales du flotteur	
Longueur	de 80 à 90 m
Largeur	de 80 à 90 m
Tirant d'eau en phase opérationnelle	~ 25 m
Tirant d'eau en phase de remorquage	< 10 m
Matériau flotteur	Acier
Masse flotteur	de 1 500 à 1 700 tonnes
Masse flotteur incluant les équipements et ballast d'ajustement du poids de construction	de 1 700 ; 1 900 tonnes
Elévation de la plate-forme principale de travail	11 m environ par rapport au niveau de la mer
Elévation de la bride d'interface	15 m environ par rapport au niveau de la mer

Tableau 6 : Principales caractéristiques du flotteur

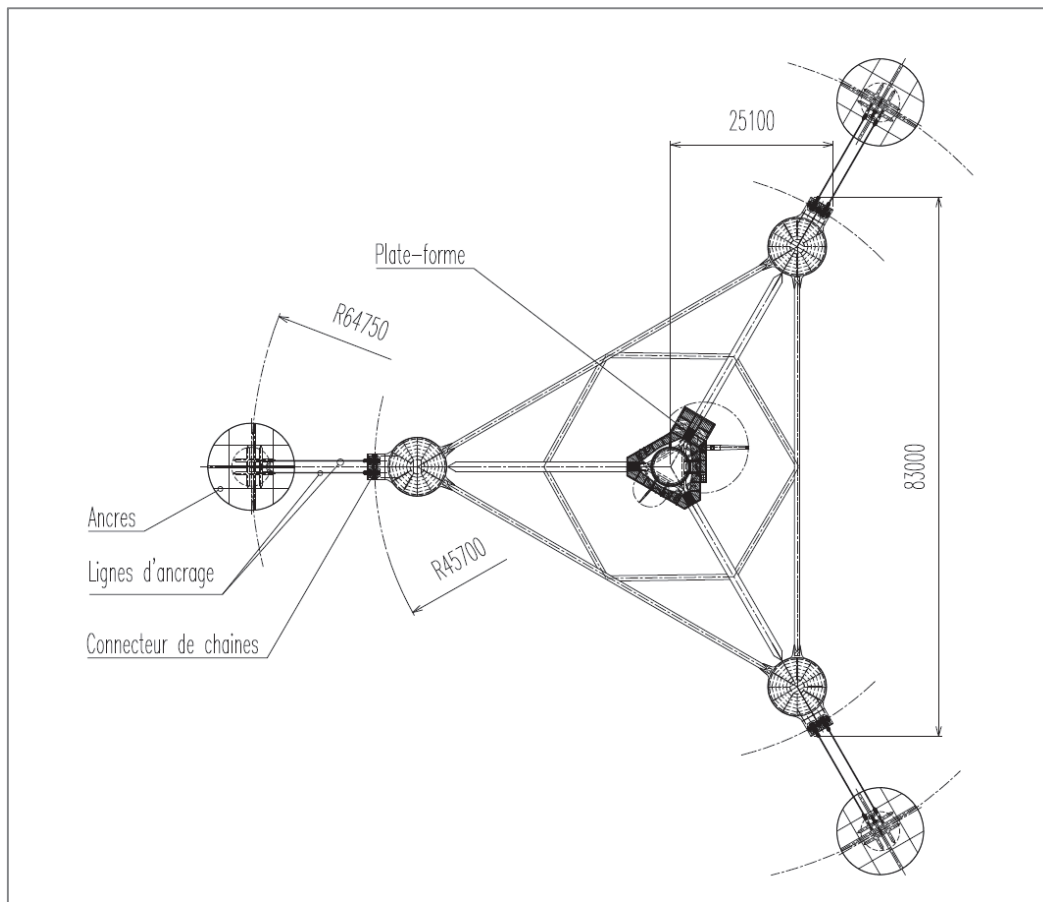


Figure 5 : Disposition du flotteur et de son système d'ancrage (dimensions en mm, SBM Offshore, 2016)

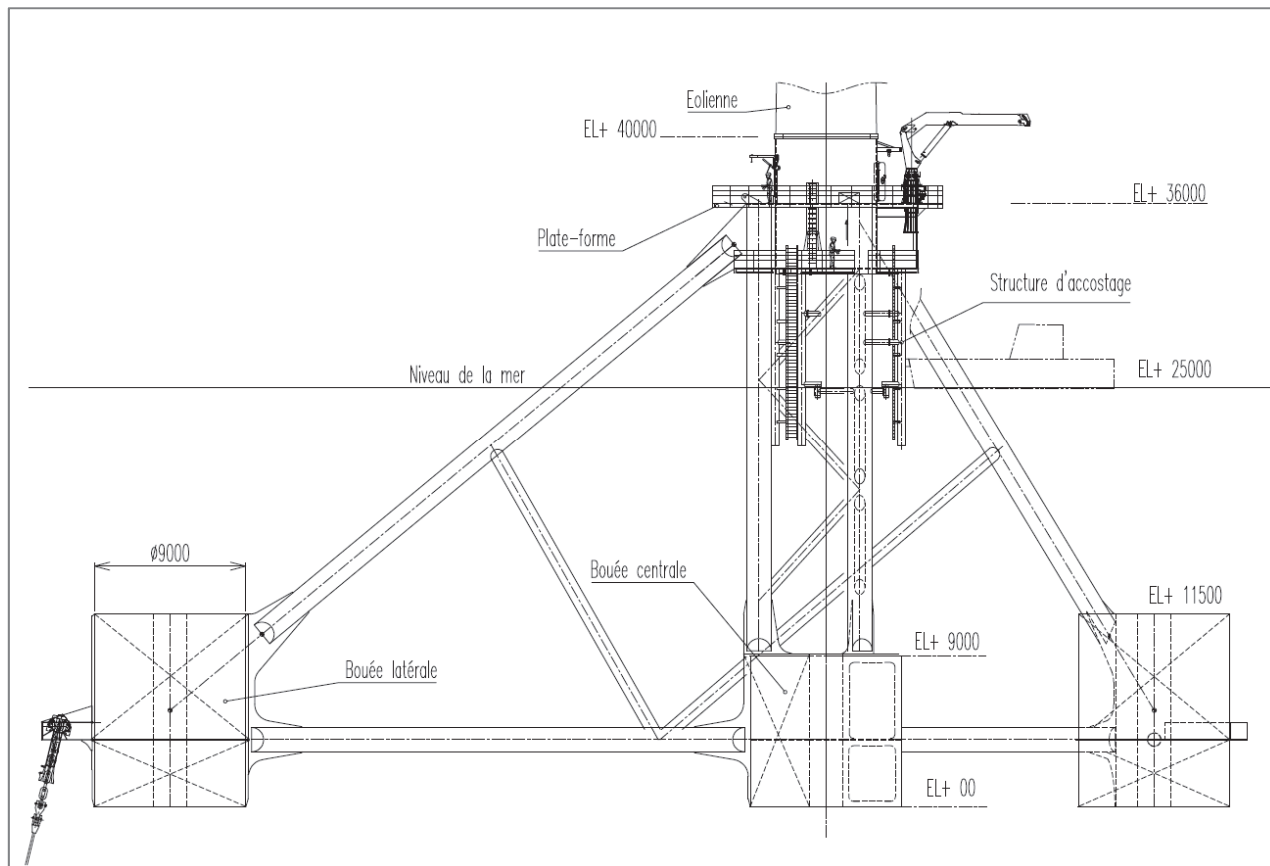


Figure 6 : Description et dimension du flotteur en mm (EL = élévation, SBM Offshore, 2016)

Systèmes de ballast

Le flotteur ne nécessite pas de ballastage pendant les phases d'installation ou d'exploitation.

Equipements

Les éoliennes flottantes sont conçues pour fonctionner de manière autonome (sans présence de personnel sur les structures). Une interface utilisateur est présente dans le flotteur mais la supervision du parc éolien s'effectue depuis la terre. L'éolienne flottante n'est pour cette raison pas considérée comme habitée. L'éolienne flottante est pourvue des appareils mécaniques nécessaires à l'exploitation, la maintenance et l'entretien tels qu'une grue extérieure. Les deux grues situées sur la plate-forme principale de la fondation flottante assurent le chargement et le déchargement des équipements sur les navires de service.

Les éoliennes flottantes nécessitent des systèmes auxiliaires d'alimentation pour assurer la prévention et l'extinction des incendies, les alimentations de secours en cas de coupure du réseau public de transport d'électricité, la supervision ainsi que le contrôle-commande.

Accès au flotteur

L'accès du personnel au flotteur se fait par bateau à l'aide de deux structures d'accostage, qui débouchent sur la plateforme secondaire au moyen d'échelles. A partir de ce niveau, un autre jeu d'échelles permet

d'atteindre la plateforme principale, sur laquelle sont situés les principaux moyens de levage et l'accès à la porte étanche au pied du mât.

Les structures d'accostage pourront accueillir d'éventuels naufragés de la mer ; cependant, pour des raisons de sécurité, l'accès à la plate-forme principale ainsi qu'à l'éolienne n'est possible que pour le personnel autorisé et habilité.

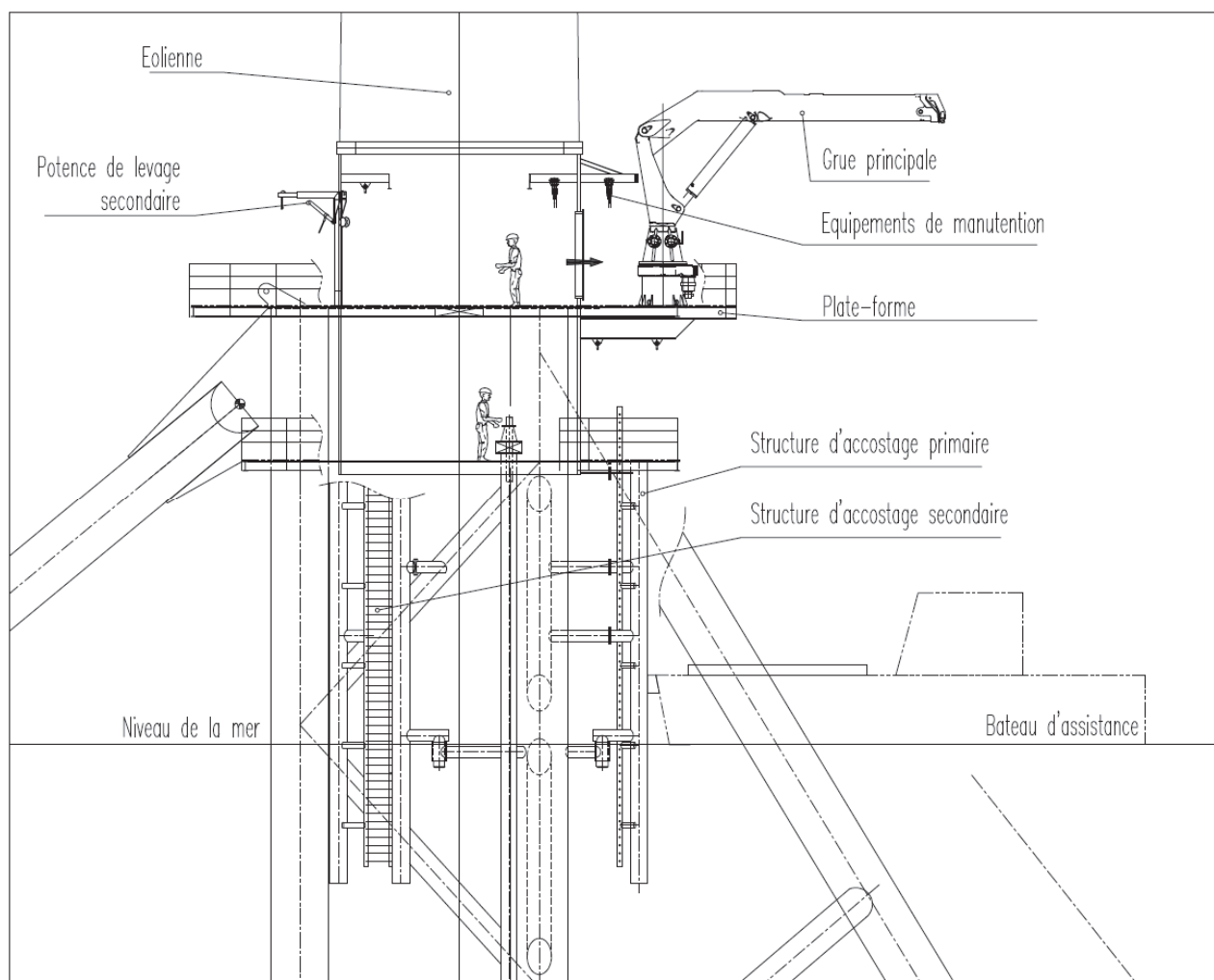


Figure 7 : Description des plateformes de travail de l'éolienne flottante (Source SBM Offshore, 2016)

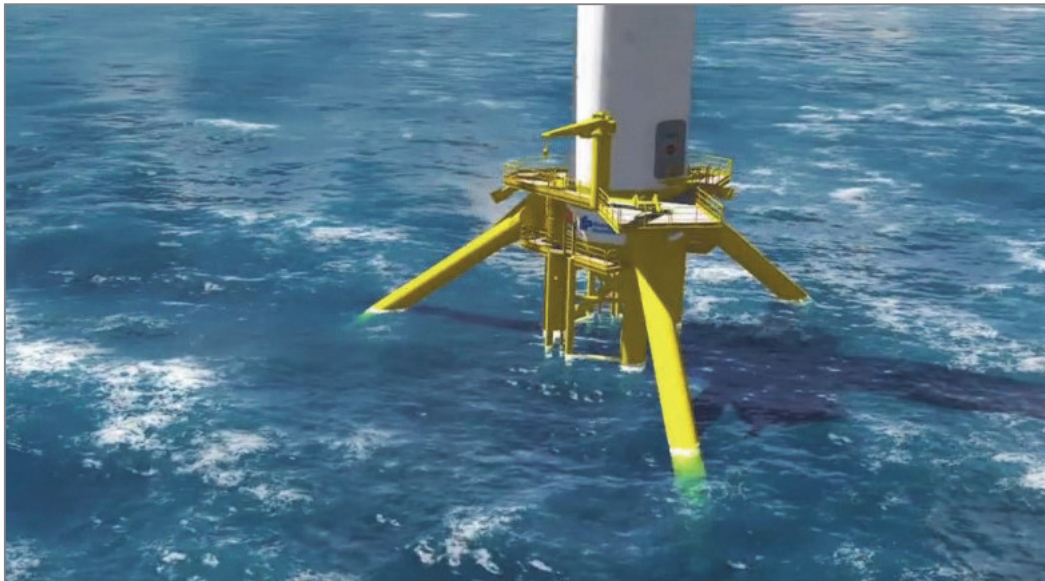


Figure 8 : Illustration de l'accès à l'éolienne flottante (© SBM Offshore)

Prévention de la pollution

Chaque fondation flottante, conçue pour préserver la santé et la sécurité des équipes d'intervention, est conforme aux normes internationales relatives à la sécurité des installations électriques des unités mobiles et fixes en mer. Les systèmes automatiques d'extinction des incendies sont de type gaz inertes (Argonite, Argogène ou équivalent) ou combinaison de brouillard d'eau et de mousse à air comprimé selon le compartiment du flotteur et de l'éolienne. Tous les équipements principaux et auxiliaires sont supervisés et contrôlés en permanence par un système dédié, à la fois de manière automatique et par des opérateurs assurant une surveillance 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7.

Le plan de gestion et maintenance dédié permet de prévenir tout risque de pollution.

Système de protection contre la corrosion marine

La protection des fondations flottantes contre la corrosion marine est assurée par l'application de peintures anticorrosion sur les composants externes de la structure, combinée à l'installation d'anodes galvaniques qui garantissent la protection cathodique de l'ouvrage. La peinture utilisée sera basée sur les spécifications standards de peinture de SBM Offshore, qui sont basées sur les standards internationaux. Il s'agit de différents systèmes qui dépendent du type de structure et de la zone d'application :

- Zone immergée, surface externe ;
- Zone émergée ;
- Zone interne.

Les peintures utilisées respecteront la Directive n° 2004/42/CE du 21/04/04 relative à la réduction des émissions de composés organiques volatils dues à l'utilisation de solvants organiques dans certains vernis et peintures.

Les anodes positionnées sur la structure flottante représentent une masse totale de l'ordre de 15 tonnes par flotteur et auront une durée de vie de 20 ans. L'ensemble des anodes est composé d'alliage Al-Zn-In-Si (95% Al; 5% Zn; autres métaux en quantité négligeables).

Il n'est pas prévu d'appliquer un revêtement contre les bio-colonisations sur les parties immergées des fondations flottantes. Le poids additionnel ainsi que les efforts hydrodynamiques associés à cette bio-colonisation sont pris en compte pour le dimensionnement de ces fondations flottantes.

2.1.3.3 Le dispositif d'ancrage

Les principales caractéristiques du système d'ancrage proposé sont présentées dans le tableau suivant :

Caractéristiques générales du système d'ancrage (valeurs susceptibles d'évoluer en cours d'exécution du projet)	
Type d'ancrage	Tendues
Matériaux lignes d'ancrage	Câble acier gainé / chaîne
Nombre de lignes	6
Disposition des lignes / flotteur	3 x 2
Masse lignes	~4 tonnes
Longueur des lignes	de 70 à 80 m
Rayon d'ancrage	de 60 à 75m
Nombre d'ancres / ligne	1 ancre pour 2 lignes
Type d'ancres	Hybride gravitaire-succion
Profondeur d'enfouissement des ancres	de 5 à 15 m
Diamètre extérieur des ancres	de 10 à 15 m

Tableau 7 : Principales caractéristiques du dispositif d'ancrage (valeurs indicatives)

Lignes d'ancrage

Le système d'ancrage est composé de 3 groupes, comportant chacun deux câbles d'acier tendus (câbles acier + chaînes), ce qui assure une parfaite sécurité au système en garantissant sa redondance ; en effet si l'un des deux câbles vient à casser, l'autre est en capacité de reprendre entièrement l'effort associé. Par ailleurs, ce système d'ancrage tendu permet aux câbles de reprendre toute la poussée du flotteur et de le maintenir sous la surface de l'eau.

Les lignes sont composées de chaînes, en partie supérieure, pour permettre une connexion ajustable *in situ* à la structure au niveau de chaque bouée périphérique. Cette connexion se fait au moyen de connecteurs bi-articulés à cliquet, développés par SBM pour des terminaux *offshores* et éprouvés depuis une dizaine d'années, qui permettent d'optimiser le dimensionnement des chaînes.

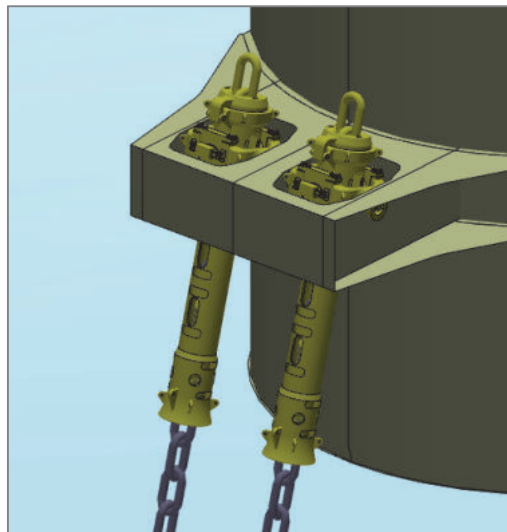


Figure 9 : Illustration des connecteurs d'ancrage bi-articulés à cliquet (Source SBM Offshore, 2016)

La conception du système d'ancrage prend en compte différentes combinaisons de données météoro-océaniques concernant le vent (orientation, vitesse, turbulence), les vagues (orientation, hauteur, période) et le courant (orientation, profil, vitesse). Des événements extrêmes comme un séisme sont considérés pour le dimensionnement de l'ensemble de l'éolienne flottante. L'ensemble des situations à considérer pour le dimensionnement des éoliennes flottantes et le dimensionnement associé sera confirmé et validé par un organisme certificateur avant la construction.

Pour concevoir ce système en phase amont du projet, les simulations ont pris en compte les circonstances les plus extrêmes en rapport avec le site basées sur des mesures et études : des vagues de 15 mètres de haut associées à un vent de 155 km/h et le courant le plus fort sur les 50 dernières années. Cela a permis de tester la résistance avec l'une des 6 lignes d'ancrage rompue, mais aussi de vérifier que la plateforme ne dépasse pas un rayon de 15 mètres autour de son point nominal.

Contrairement à une plateforme à lignes tendues typique du secteur pétrolier, les lignes d'ancrage sont inclinées par rapport à la verticale. Cette disposition présente plusieurs avantages :

- Atténuation des mouvements et des accélérations au niveau de la nacelle de l'éolienne, diminuant ainsi les efforts sur les pales ;
- Réduction des efforts au niveau de la bride de connexion entre la tour de l'éolienne et du flotteur ;
- Diminution des tensions dans les lignes d'ancrage.

La configuration du système d'ancrage est présentée sur la figure suivante.

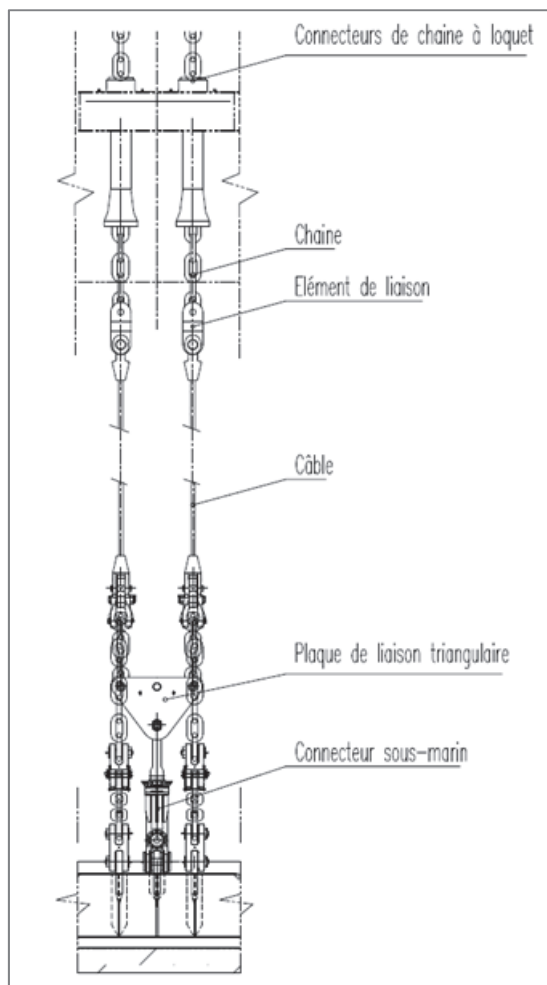


Figure 10 : Profil général de la ligne d'ancrage (Source SBM Offshore, 2016)

Une fois le flotteur installé, quelques maillons se trouvent dans la partie tendue. Le reste de la partie tendue est composé de câbles en acier gainé, de même résistance que la chaîne. Ceci permet d'optimiser le comportement dynamique de l'éolienne flottante et donc de limiter le poids de l'ensemble.

En pied de lignes, les 2 lignes se rejoignent sur une plaque triangulaire (composant mécanique) montée sur une liaison du type « uni-joint ». Des chainettes ont été ajoutées au bas des lignes d'ancrage pour proposer une redondance supplémentaire dans les lignes. Ces chainettes reprennent l'intégralité des efforts dans le cas d'une rupture du composant mécanique. Cette composition de l'ancrage est encore susceptible d'évoluer, sans répercussion sur l'environnement.

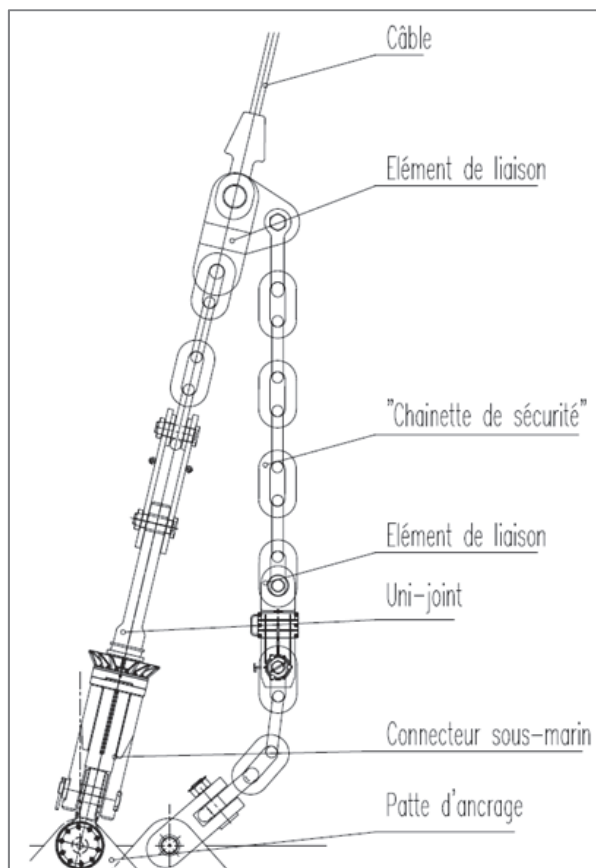


Figure 11 : Chainettes assurant une redondance au bas des lignes d'ancrage (SBM Offshore, 2016)

Ancres

La fixation des lignes d'ancrage au fond marin se fait par l'intermédiaire d'une ancre à succion ou hybride gravitaire-suction. Les tensions et mouvements exercés par le flotteur et le câble sont ainsi absorbés, ce qui stabilise l'ensemble. La solution finale pour l'ancrage n'est pas figée à ce stade du projet et est susceptible d'évoluer lors de la phase d'ingénierie détaillée, notamment afin de trouver une solution optimale en fonction de l'adéquation aux conditions de sol, ainsi que des modalités de fabrication et d'installation. L'évolution potentielle de l'ancre ne devrait être néanmoins que mineure. La structure primaire de la fondation et notamment la dimension maximale du système ne devrait pas être modifiée.

Les ancrs seront protégées contre la corrosion avec une '*corrosion allowance*'¹ ou bien avec une combinaison de peinture et '*corrosion allowance*'. Ceci n'est pas encore figé à ce stade du développement du projet. La jupe pénétrant le sol ne sera pas peinte.

¹ La '*corrosion allowance*', terme anglais qui signifie littéralement « surépaisseur de corrosion », est une épaisseur du matériau du corps d'un composant de la fondation flottante, prévue en sus de l'épaisseur minimale requise, afin d'en augmenter la résistance à la corrosion. Cette surépaisseur est déterminée afin de garantir une épaisseur minimale sur toute la durée de vie du projet.

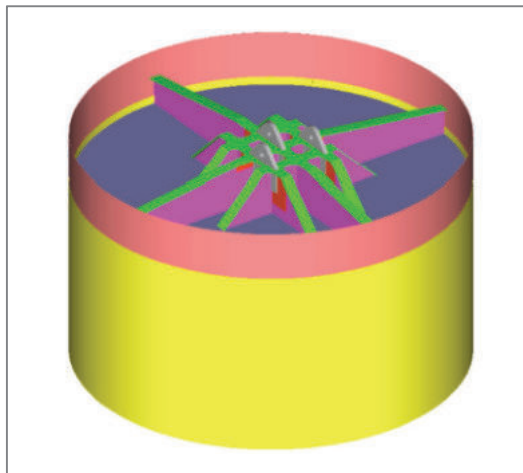


Figure 12 : Illustration du profil d'une ancre hybride gravitaire-suction (Source SBM Offshore, 2016)

2.1.4 Dispositif de signalisation des éoliennes

2.1.4.1 Balisage aérien

La réglementation actuellement en vigueur pour le balisage aérien est l'arrêté du 13 novembre 2009² relatif à la réalisation du balisage des éoliennes situées en dehors des zones grevées de servitudes aéronautiques.

La législation indique également que le balisage aérien doit être soumis au directeur général de l'Aviation civile et au directeur de la circulation aérienne militaire pour validation. Chaque éolienne du parc sera de couleur blanche (RAL 7035 ou équivalent) et sera signalée par un balisage aérien comprenant :

- De jour : des feux d'obstacle moyenne intensité de type A (feux à éclats blancs de 20 000 candelas [cd]) positionnés sur le sommet de la nacelle, assurant la visibilité de l'éolienne dans tous les azimuts (360°) ;
- De nuit : des feux d'obstacle moyenne intensité de type B (feux à éclats rouges de 2 000 cd) positionnés sur le sommet de la nacelle, assurant la visibilité de l'éolienne dans tous les azimuts (360°) ;
- Jour et nuit : des feux d'obstacles basse intensité de type B (rouges fixes 32 cd) positionnés sur le mât à 45 m au-dessus du niveau moyen de la mer, assurant la visibilité de l'éolienne dans tous les azimuts (360°).

Les hauteurs de fixation des feux sont exprimées par rapport au niveau des plus basses marées astronomiques (LAT : *Lowest Astronomical Tide*, niveau de plus basse mer). Toutes les éoliennes disposeront d'un balisage défini dans le tableau suivant.

² NOR: DEVA0917931A



Type de feu	Caractéristiques	Période	Portée nominale	Azimut	Localisation sur l'éolienne
Feu de moyenne intensité (MI) de type A	Feu à éclats blancs	Jour	16 milles (20000 cd)	3 feux de 120° de manière à éclairer à 360°	Nacelle
Feu de moyenne intensité (MI) de type B	Feu à éclats rouges	Nuit	11 milles (2000 cd)	3 feux de 120° de manière à éclairer à 360°	Nacelle
Feu de basse intensité (BI) de type B	Feu fixe rouge	Jour et nuit	4 milles (32 cd)	3 feux de 120° de manière à éclairer à 360°	Mât

Tableau 8 : Plan de balisage

Le passage du balisage lumineux de jour au balisage de nuit sera réalisé automatiquement dès que la luminosité sera inférieure à 50 cd/m². En cas de défaillance, l'alimentation électrique desservant le balisage lumineux sera remplacée automatiquement dans un délai de 15 secondes par un système de secours autonome. De plus, le balisage sera télé-surveillé et en cas de défaillance ou de simple interruption, l'exploitant le signalera dans les plus brefs délais à l'autorité de l'aviation civile compétente.

L'arrêté du 13 novembre 2009 prévoit également que le balisage des éoliennes côtières ou installées en mer ne doit pas interférer avec le balisage maritime. Or, le balisage aérien est plus présent et plus intense que le balisage maritime. Le maître d'ouvrage a donc sollicité les Directions des Affaires Maritimes, du transport aérien et de la circulation aérienne militaire pour qu'une réflexion soit menée afin de satisfaire aux besoins de sécurité des navigateurs maritimes et aériens. Un programme d'essai de nouveaux balisages, qui pourrait permettre également de réduire l'effet de la source lumineuse sur l'environnement, est ainsi mis en place en coopération avec les services de l'État sur le mât de mesures au large de Fécamp qui a été installé pour le projet de parc éolien en mer « posé » issue de l'appel d'offres de l'Etat de 2011.

Le maître d'ouvrage a sollicité les mêmes autorités s'agissant du balisage à mettre en place au profit des activités spécifiques des hélicoptères de secours ou de travail aérien, qui ne bénéficient pas, à ce jour, de règle identifiée.

En conséquence, les éoliennes seront signalées par des balisages conformes aux réglementations de l'aviation civile et de la navigation maritime en vigueur.

2.1.4.2 *Balisage maritime*

Deux recommandations de l'Association Internationale de Signalisation Maritime (AISM) sont applicables au balisage des parcs éoliens en mer :

- la recommandation AISM O-139 sur la signalisation des structures artificielles en mer ;
- la recommandation E-110 sur les caractères rythmiques des feux d'aide à la navigation.

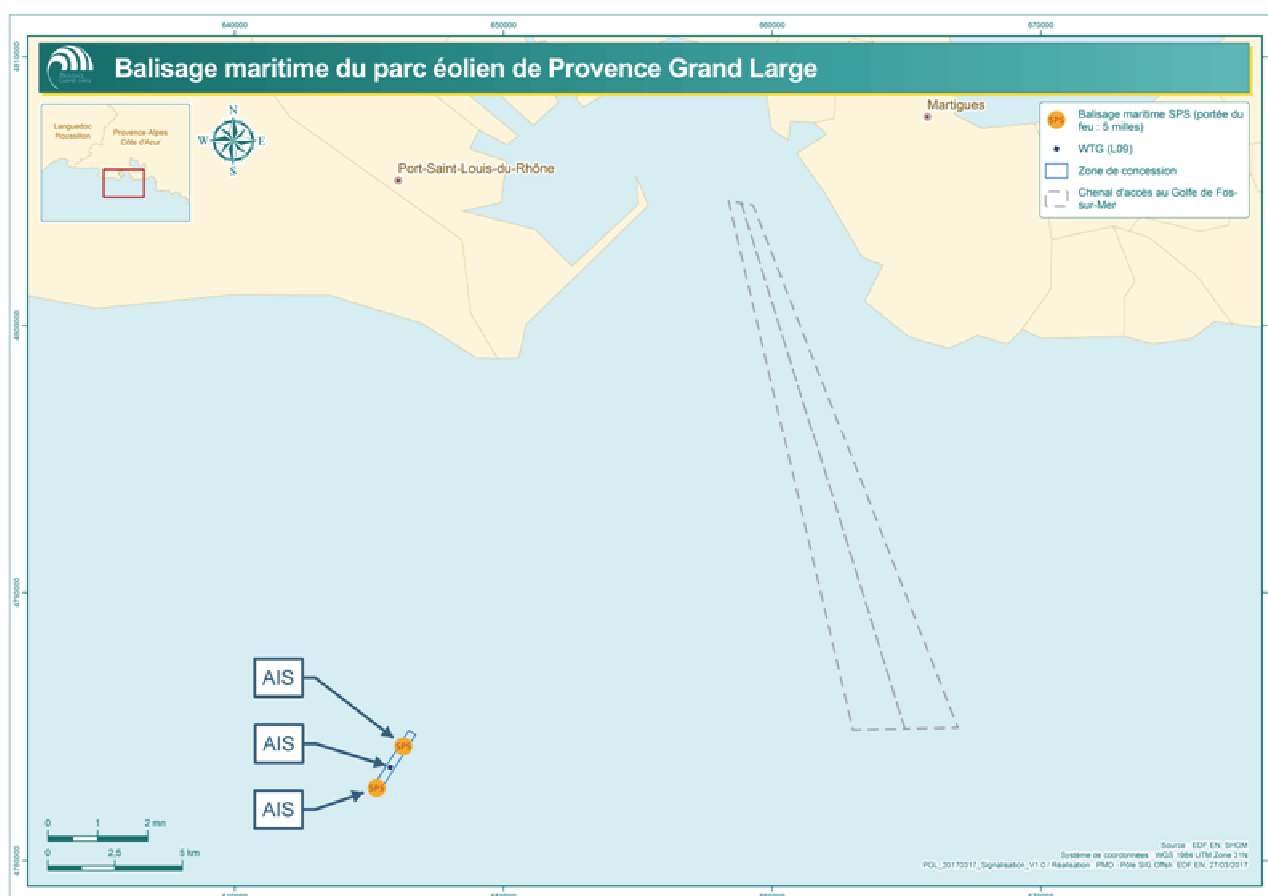
Ces recommandations définissent notamment les dimensions, formes, couleur du balisage et caractère des signaux lumineux ou électromagnétiques à mettre en place. Le plan de signalisation maritime sera soumis à l'avis de la Grande Commission Nautique (GCN) avant approbation de la Commission des Phares. Les

dispositifs de signalisation seront ensuite portés sur les documents nautiques et signalés par les moyens réglementaires de diffusion de l'information nautique.

Le plan de signalisation maritime, défini en lien avec le service des Phares et Balises de la Direction Inter-Régionale de la Mer (DIRM) Méditerranée, et qui sera soumis à l'avis de la GCN consistera à signaler les éoliennes A01 et A03 avec un balisage maritime SPS (Structure Périphérique Significative – feux jaunes d'une portée d'au moins 5 milles marins, visibles de toutes les directions).

De plus, conformément à la recommandation AISM O-139, les fondations seront peintes en jaune, jusqu'à 15 mètres au dessus du niveau des plus hautes marées astronomiques (HAT).

Chaque éolienne sera en outre équipée d'une balise AIS (*Automatic Identification System*) afin que les navires dotés de récepteurs AIS puissent les voir et les localiser précisément.



Carte 3 : Balisage du parc pilote

2.1.5 Architecture électrique du parc pilote

L'architecture électrique retenue pour le projet de parc éolien flottant pilote Provence Grand Large est schématisée en Figure 13. Elle est définie pour raccorder l'ensemble des 3 éoliennes formant le réseau électrique interne à un câble électrique d'export. La connexion du réseau électrique interne avec le câble d'export sous-marin se fait par un connecteur sous-marin ou équivalent.

Au point d'atterrage, le câble de raccordement sous-marin est connecté à un câble terrestre dans une chambre de jonction. Une fois acheminée à terre, l'énergie est transmise au réseau de transport par un poste de livraison électrique.

On retrouve donc dans la partie maritime du parc pilote :

- Les trois éoliennes raccordées entre elles par des câbles électriques inter-éoliennes dynamiques, formant un réseau électrique interne ;
- Un connecteur sous-marin ou équivalent reliant le réseau électrique interne à un câble électrique d'export transportant l'énergie vers la terre ;
- Un câble d'export, dimensionné pour exporter la puissance maximale du parc pilote.

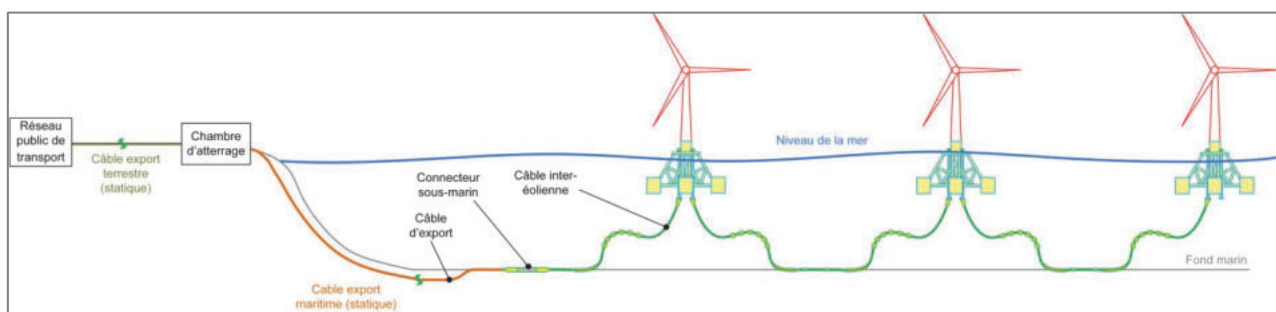


Figure 13 : Schéma de principe du raccordement électrique du parc pilote

2.1.6 Câbles électriques inter-éoliennes dynamiques

Le réseau électrique inter-éolien du parc éolien pilote a pour rôle de relier électriquement les éoliennes à un câble électrique d'export, par l'intermédiaire d'un connecteur sous-marin ou équivalent, dans lesquels circule un courant électrique alternatif et triphasé, à une tension nominale de 66 kV. Ce réseau contient également les fibres optiques nécessaires à la transmission d'informations au sein du parc éolien.

Les 3 éoliennes sont raccordées en une seule grappe. Le dimensionnement préliminaire des câbles prévoit d'utiliser une seule section pour les âmes des conducteurs, à savoir 150 mm², ce qui correspond à un diamètre extérieur du câble compris entre environ 15 cm à 20 cm et à un poids d'environ 40 kg par mètre. L'intensité maximale du courant électrique transitant le câble est de l'ordre de 250 A.

La Carte 2 page 10 montre le cheminement-type des câbles. A noter que celui-ci est susceptible d'évoluer légèrement en fonction des futurs travaux de reconnaissance (géophysiques, géotechniques, engins explosifs) prévus en 2017.

Le câble électrique inter-éoliennes dynamique part de la fondation flottante et plonge vers le sol en suivant une courbe en « S » appelée « *lazy wave* ». Chaque liaison dynamique reliant deux éoliennes aura une longueur comprise entre 1 300 m et 1 500 m environ. La longueur totale de l'ensemble des câbles inter-éoliennes reposant sur le fond marin sera d'environ 2,5 km.

Comme le montre la figure ci-après, chaque câble est constitué de trois conducteurs positionnés en « trèfle », dans lesquels transitent des courants électriques déphasés de 120° les uns par rapport aux autres. Chaque conducteur est composé d'une âme en aluminium ou en cuivre, gainée par un matériau hautement isolant permettant une utilisation jusqu'à un niveau de tension de 66 kV. L'ensemble (âme + isolant) est entouré d'un écran métallique conducteur et d'une gaine de protection. Une double armure métallique constituée notamment de tresses en acier galvanisé sert à protéger le câble des éventuelles agressions mécaniques extérieures. Elle regroupe les trois conducteurs et un faisceau de fibres optiques pour former un câble d'un seul tenant. La gaine extérieure empêche son abrasion et limite la corrosion.

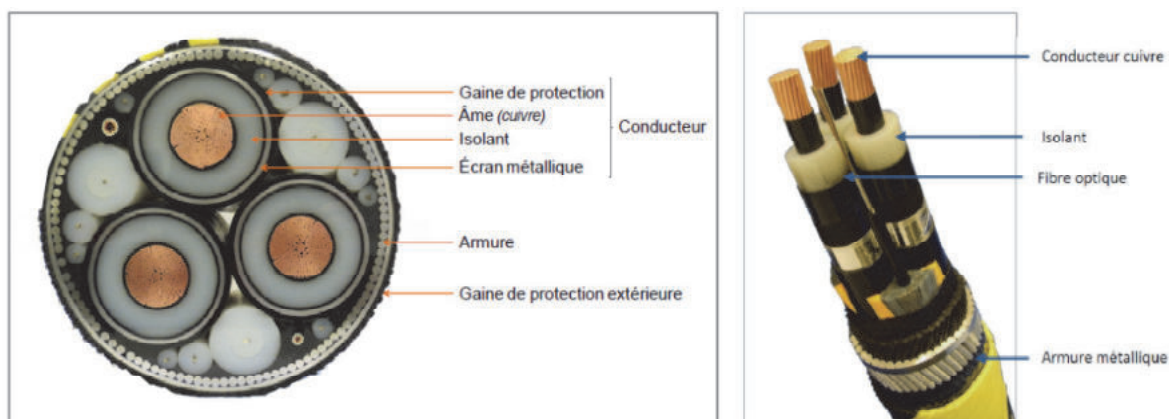


Figure 14 : Câble électrique inter-éoliennes (Sources : à gauche, NSW ; à droite Draka)

Chaque liaison dynamique sera composée d'un câble électrique dynamique et de différents accessoires sous-marins permettant de garantir son intégrité et de former la courbe en « S ».

Les principaux accessoires sont :

- Le limiteur de courbure « *bend stiffener* » en polyuréthane qui assure la protection du rayon de courbure du câble au niveau de sa connexion à la plateforme flottante ;
- Les bouées en polyuréthane qui assurent la forme de « *Lazy-Wave* » du câble ;
- Des coquilles en polyuréthane qui protègent le câble localement contre l'abrasion au niveau de son contact sur le fond marin (« *touchdown point* »).

2.1.7 Connecteur sous-marin

L'un des 2 câbles électriques dynamique de l'éolienne de tête sera raccordé au câble électrique d'export sous-marin (statique), sous maîtrise d'ouvrage RTE, via un connecteur sous-marin type « *dry mate* » ou un joint usine.

Le connecteur sous-marin type « *dry mate* » ou le joint usine sera déposé sur le fond marin sans système de fixation.



Figure 15 : Exemple de connecteur sous-marin type « Drymate » (© Macartney)

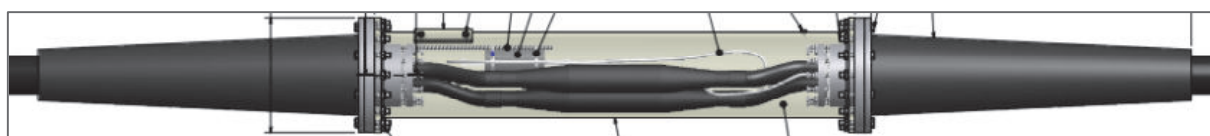


Figure 16 : Exemple de joint usine (© Nexans)

Les caractéristiques principales du connecteur sous-marin sont les suivantes (ordre de grandeur) :

- Longueur : ~10m
- Diamètre : < 1m
- Poids : ~ 1500 kg
- Matériau : Polyuréthane et acier inoxydable pour la chambre de jonction

Le connecteur sera pourvu de quelques anodes galvaniques qui garantissant sa protection cathodique.

2.1.8 Liaison sous-marine d'export

2.1.8.1 Câble électrique de raccordement sous-marin

La liaison sous-marine s'étend sur une longueur de 19 km environ entre le connecteur et la chambre d'atterrage située à l'arrière de la plage Napoléon. Le parc éolien sera raccordé au réseau RTE dont la

tension de référence est le 63 000 volts. Ce réseau a une plage d'utilisation qui lui permet de fonctionner à des tensions inférieures ou supérieures à cette tension de référence et qui est compatible avec la tension nominale de 66 000 volts fournie par les éoliennes.

Cette liaison est constituée d'un câble d'un diamètre de 15 à 20 cm, d'un poids de 40 à 70 kg par mètre linéaire, elle comprend plusieurs composants :

- Une gaine de protection ainsi qu'une armure métallique servant à protéger le câble et à maintenir les 3 câbles conducteurs en un seul tenant ;
- Trois câbles conducteurs en aluminium ou en cuivre enveloppés par un matériau hautement isolant ;
- Un à deux câbles de télécommunication à fibres optiques.

Le câble utilisé sera certifié et dimensionnés selon les normes et réglementations en vigueur.

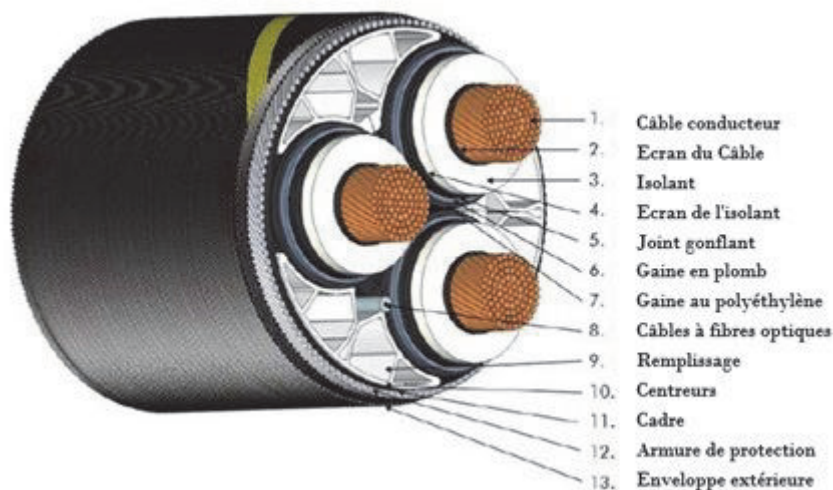


Figure 17 : Structure d'un câble sous-marin (Source RTE, 2015)

2.1.8.2 Les modes de protection possibles

La protection des câbles sous-marins peut être réalisée selon deux techniques :

- L'ensouillage qui consiste à creuser le fond marin à une profondeur donnée pour y enfouir le câble ;
- La protection externe par des roches, des matelas béton ou des coquilles posées par-dessus le câble.

La protection par ensouillage est la technique de pose préférentielle. Cependant, lorsque la nature du fond marin ne le permet pas, le recours à des protections externes est nécessaire.

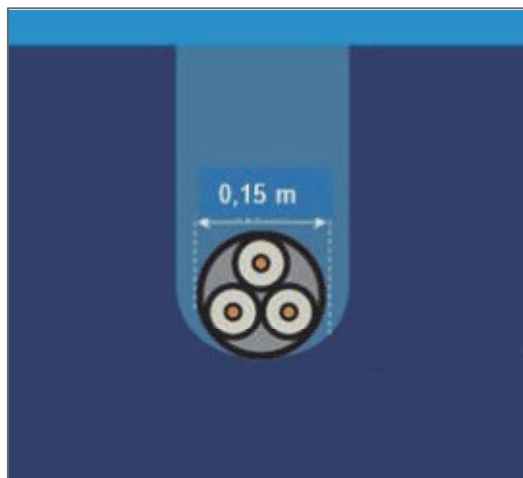


Figure 18 : Illustration de l'ensouillage (Source RTE, 2015)

Les protections externes

En cas de difficulté technique pour ensouiller le câble, des protections externes protégeront le câble d'agressions extérieures et de l'affouillement éventuel des sols. L'affouillement est l'action naturelle de creusement du fond marin due aux remous et aux tourbillons engendrés dans un courant marin butant sur un obstacle.

Ces protections externes peuvent être réalisées de plusieurs manières.

La protection par enrochement: des morceaux de roches sont disposés sur le câble à partir d'un navire spécialisé. Les dimensions de ces enrochements sont de l'ordre de 1 à 1,5 m de haut et 7 à 10 m de large, ils sont semblables à ceux qui sont utilisés pour la réalisation de jetées ou de digues portuaires. Les enrochements peuvent atteindre exceptionnellement une hauteur de 2 m et une largeur de 15 m ;

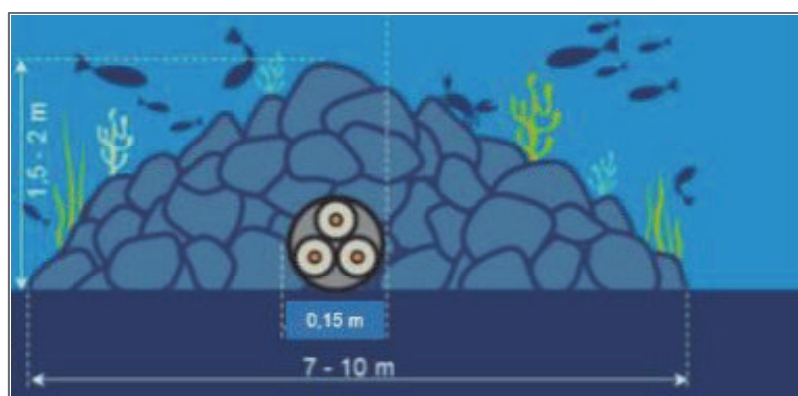


Figure 19 : Exemple d'enrochement

La protection par matelas de béton: de forme rectangulaire et constitués de blocs de béton articulés entre eux, ils forment un dispositif d'environ 3 m de large, 6 ou 9 m de long et de 50 cm de haut permettant à la fois le maintien du câble au fond et sa protection tout en épousant la forme du fond marin. Les matelas peuvent également être remplacés par des sacs de coulis ou de ciment de plus petites dimensions.

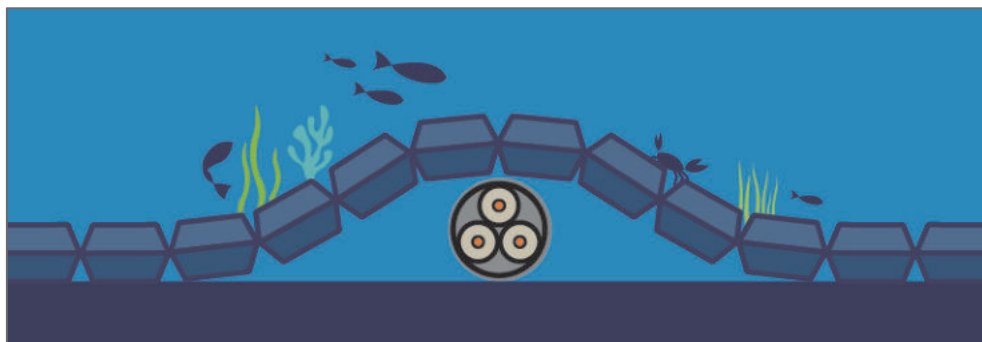


Figure 20 : Le matelas béton, (Source : RTE 2016)

La protection par coquilles: Les coquilles sont constituées de deux demi-cylindres en fonte ou en polymère qui sont assemblés par-dessus le câble. Ils assurent à la fois sa protection contre les agressions extérieures et son maintien au fond de la mer.

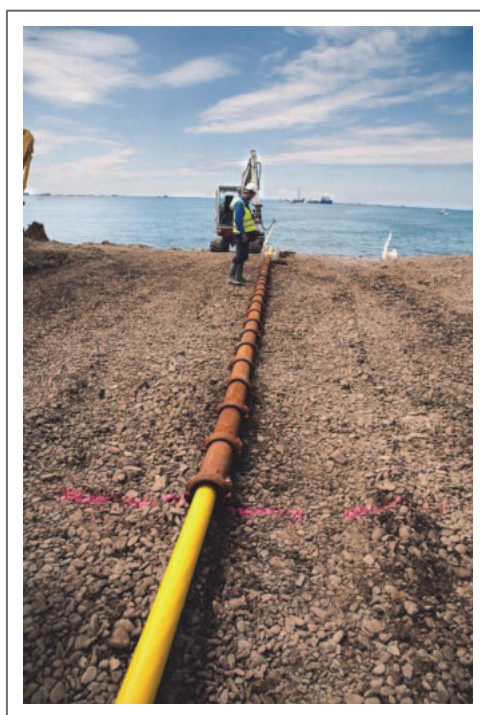


Figure 21 : Coquilles en fonte articulées (Source : Travocéan)

Le choix d'une protection adaptée au raccordement du projet PGL

Le ou les modes de protection qui peuvent mis en œuvre tout au long du tracé résultent de la prise en compte de plusieurs paramètres :

- Les usages du milieu maritime et les risques associés ;
- L'analyse de la géologie des fonds marins ;
- L'estimation des mouvements sédimentaires.

Estimation de la géologie des fonds marins

Les investigations géophysiques réalisées pour le projet entre 2013 et 2016 ont permis d'estimer le relief des fonds marins, la nature des sédiments.

Les fonds présentent une transition granulométrique entre la plage Napoléon et le parc pilote, caractérisée par une augmentation des particules fines dans les sédiments et par un passage de sables grossiers à une proportion de vase majoritaire sur la zone la plus au large. **Ce contexte sédimentaire sablo-vaseux sur une épaisseur importante permet d'envisager l'ensouillage du câble.**

La présence de câbles, de canalisations, de mines ou d'épaves au droit du tracé projeté n'a pas été mise en évidence lors des relevés géophysiques.

Estimation des mouvements sédimentaires

La dynamique hydro-sédimentaire sera également étudiée afin d'identifier les zones où des mouvements sédimentaires pourraient exposer les câbles à long terme.

L'ensouillage des câbles et leur placement dans une tranchée sont les méthodes de protection les plus adaptées au raccordement du projet.

Dans le cas où une zone à forte mobilité sédimentaire doit être traversée, le câble devrait être enfoui dans la couche « stable » du sédiment afin de minimiser le risque que le câble soit exposé.

A partir des études de sol, RTE définira une profondeur d'ensouillage cible selon la nature du fond afin de garantir la meilleure protection possible du câble et permettre le maintien des activités de pêche au droit du câble. En effet, pour une profondeur d'ensouillage donnée, un sol dur procure une meilleure protection qu'un sol plus meuble. Dans un sol meuble, cette profondeur est habituellement de l'ordre de 1,5 m.

L'évolution possible des techniques ainsi que les conditions réelles rencontrées lors de la réalisation conduiront au choix définitif de la solution de protection.

En cas d'impossibilité technique d'atteindre la profondeur d'ensouillage nécessaire à la protection des câbles, des protections externes pourront être installées ponctuellement.

2.2 Partie terrestre

2.2.1 Jonction d'atterrissage

L'atterrissage correspond à la zone de transition entre le secteur maritime et le secteur terrestre, il est situé au niveau de la plage Napoléon.

La chambre d'atterrissage sera installée à environ 2 mètres de profondeur, elle permettra de réaliser le raccordement entre le câble sous-marin et le câble terrestre. Pour effectuer ce raccordement il est nécessaire de disposer d'un espace rectiligne et plat ; c'est pour cela que cet ouvrage mesure environ 10 m de long par 3 m de large et qu'il est réalisée en ouvrage de maçonnerie qui lui donne l'aspect d'une chambre.

Une fois le raccordement entre les câbles réalisé, cette chambre est remplie de sable. Des couvercles en béton sont posés par-dessus pour la refermer complètement assurant ainsi la protection des câbles. Enfin une couche de remblai vient redonner au terrain son aspect initial, rendant cette chambre complètement invisible une fois les travaux terminés.



Figure 22 : Chambre de jonction d'atterrage (Source : Nexans, 2016)

A côté de la chambre de jonction, un puits de mise à la terre de 1 m x 1 m ainsi qu'une chambre pour les câbles de télécommunication (2 m x 1 m) préfabriqués seront également installés. Ces ouvrages seront également enterrés.

La chambre de jonction d'atterrage sera implantée en arrière de la plage Napoléon, à un endroit compatible avec les contraintes techniques de courbures des câbles électrique d'export terrestre et sous-marin. La localisation de cette chambre de jonction est envisagée comme suit :



Carte 4 : Zone pressentie pour l'emplacement de la chambre de jonction

Le choix de ce site d'atterrage vient de l'ensemble des études et des échanges accomplis auprès des acteurs locaux (Mairie de Port-Saint-Louis-du-Rhône, Parc Naturel Régional de Camargue, Conservatoire du littoral, Services de l'Etat, associations, GPM, pêcheurs,...), au cours d'un processus de concertation mené depuis 2011.

Aucun ouvrage ne sera visuellement perceptible à l'issue des travaux.

2.2.2 Liaison de raccordement électrique terrestre

2.2.2.1 Caractéristiques de la liaison terrestre

La liaison souterraine sera composée de trois câbles unipolaires indépendants qui sont accompagnés de deux câbles de télécommunications à fibres optiques.

Le câble d'un diamètre de 7 à 9 cm environ comprend une âme conductrice en aluminium ou en cuivre entourée d'isolant synthétique et d'un écran de protection. Le parc éolien sera raccordé au réseau RTE dont la tension de référence est le 63 000 volts. Ce réseau a une plage d'utilisation qui lui permet de fonctionner à des tensions inférieures ou supérieures à cette tension de référence et qui est compatible avec la tension nominale de 66 000 volts fournie par les éoliennes.

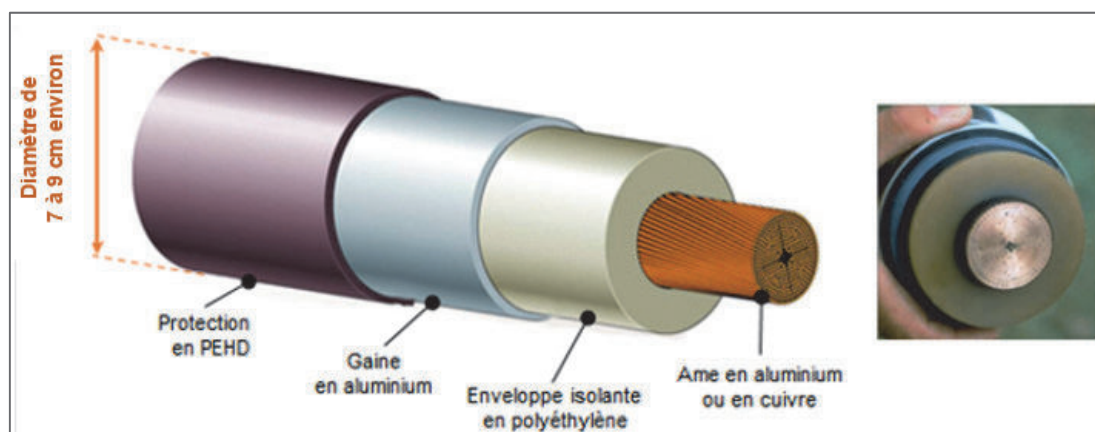
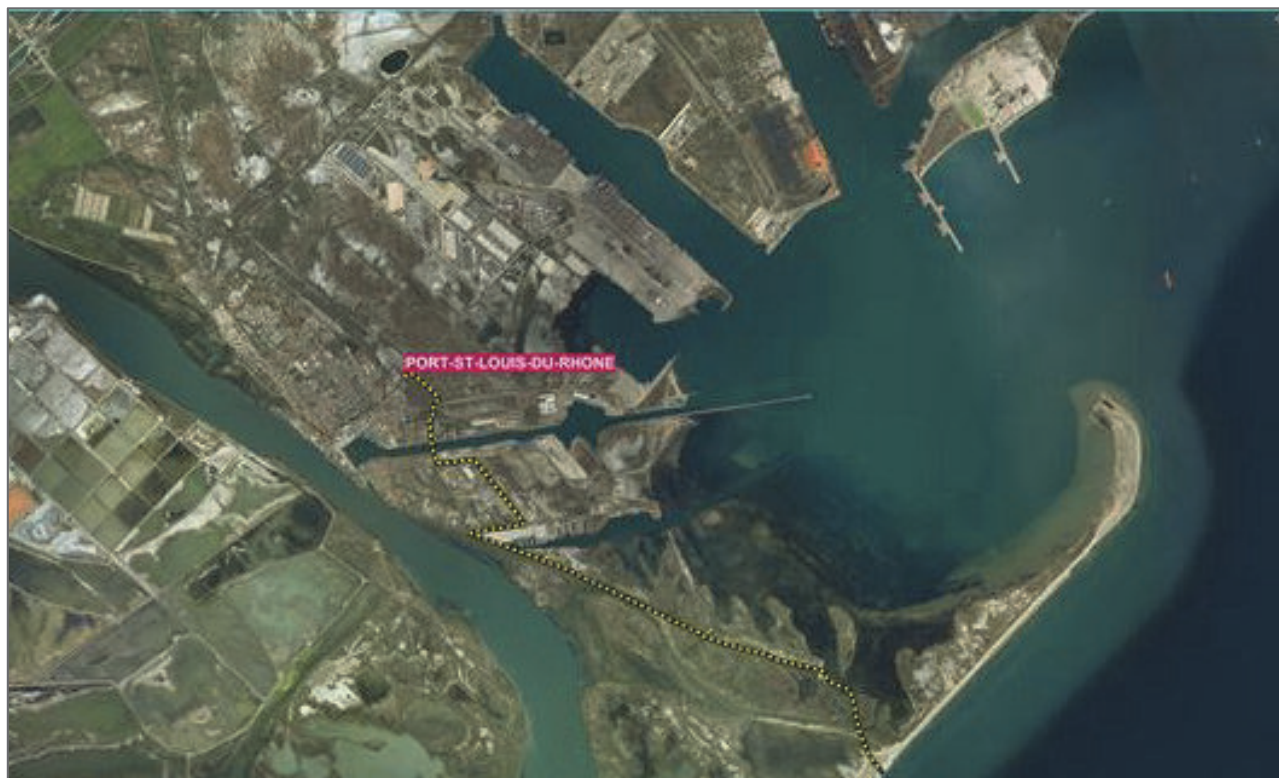


Figure 23 : Structure d'un câble conducteur isolé (Source : RTE, 2017)

Le tracé, défini en concertation avec la commune de Port-Saint-Louis-du-Rhône, est présenté sur la carte ci-après.

Le câble passera en dessous de la plage Napoléon, puis son tracé empruntera sur près de 6 km la route Napoléon, puis il traversera le secteur du Mazet en suivant les routes existantes avant de devoir passer en dessous du Canal Saint Louis. Il rejoindra ensuite le poste électrique RTE localisé à l'Est de Port-Saint-Louis-du-Rhône. Ce tracé terrestre de principe est présenté ci-après.



Carte 5 : Tracé terrestre du câble d'export



Figure 24 : Piste cyclable où sera enfoui le câble d'export

Il est à noter que certains obstacles, clairement identifiés sur le tracé terrestre, nécessiteront une attention particulière durant la phase de travaux :

- Les buses situées sous la route assurant la connexion hydraulique entre le Rhône à l'Ouest et les lagunes à l'Est ;
- Le canal Saint-Louis permettant d'accéder au port de Port-Saint-Louis-du-Rhône depuis le Golfe de Fos ;
- Un canal situé de l'autre côté de la zone militaire ;
- Une voie ferrée ;
- Un canal de drainage à l'arrivée sur le poste.



Figure 25 : Buses de connexion présentes sur la route Napoléon (à gauche) et voie ferrée (à droite)

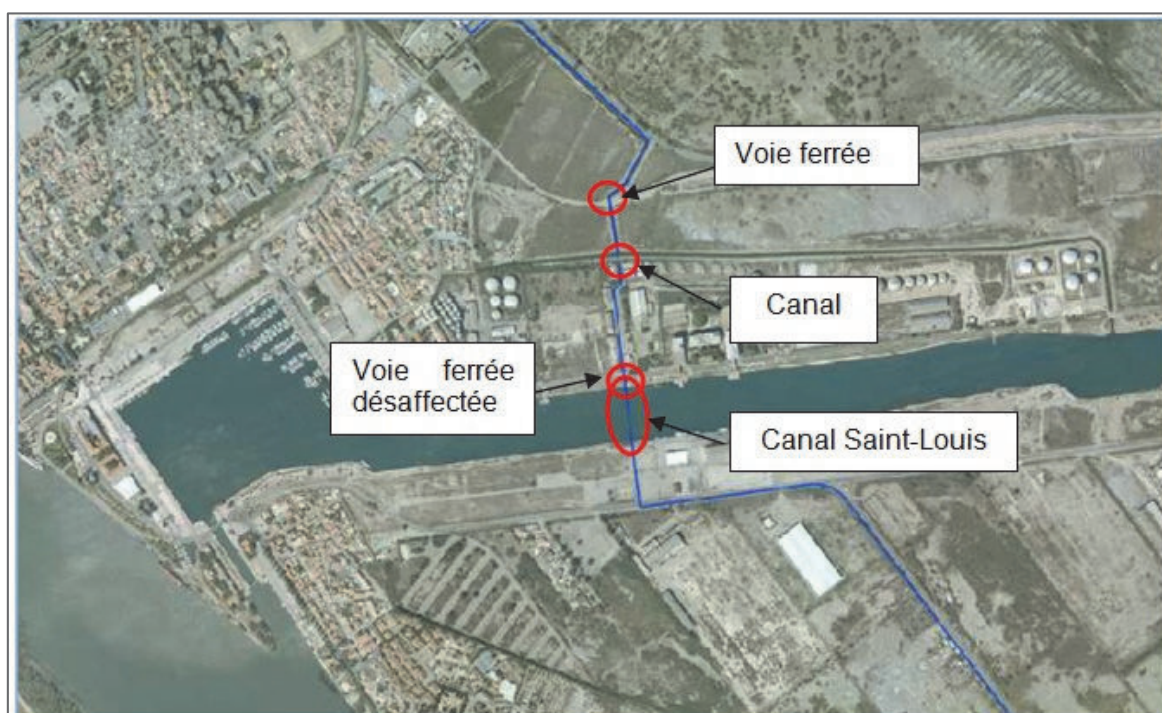


Figure 26 : Localisation des obstacles au tracé du câble au niveau de Port-Saint-Louis-du-Rhône

2.2.2.2 Techniques de pose et de protection

Plusieurs techniques permettent d'adapter la pose des câbles aux milieux traversés et aux obstacles rencontrés. La cadence d'avancement pour la mise en place d'une liaison souterraine sous voirie peut varier de 50 m par semaine à 200 m par semaine suivant la technique utilisée et les difficultés rencontrées.

Il est possible d'accélérer cette cadence en ayant recours à plusieurs équipes chantier.

La pose en fourreaux polyéthylène haute densité (PEHD)

Le câble est déroulé dans des fourreaux PEHD posés en pleine terre. Ce mode de pose est utilisé en plein champ, en accotements de voiries et dans certaines conditions sous chaussée. Il est réservé à des secteurs ne présentant que très peu d'autres réseaux en sous-sol.

Les fourreaux, d'un diamètre d'environ 16 cm, sont disposés dans une tranchée d'environ 60 cm de largeur, la profondeur de pose est de 0,9 à 1,5 m.

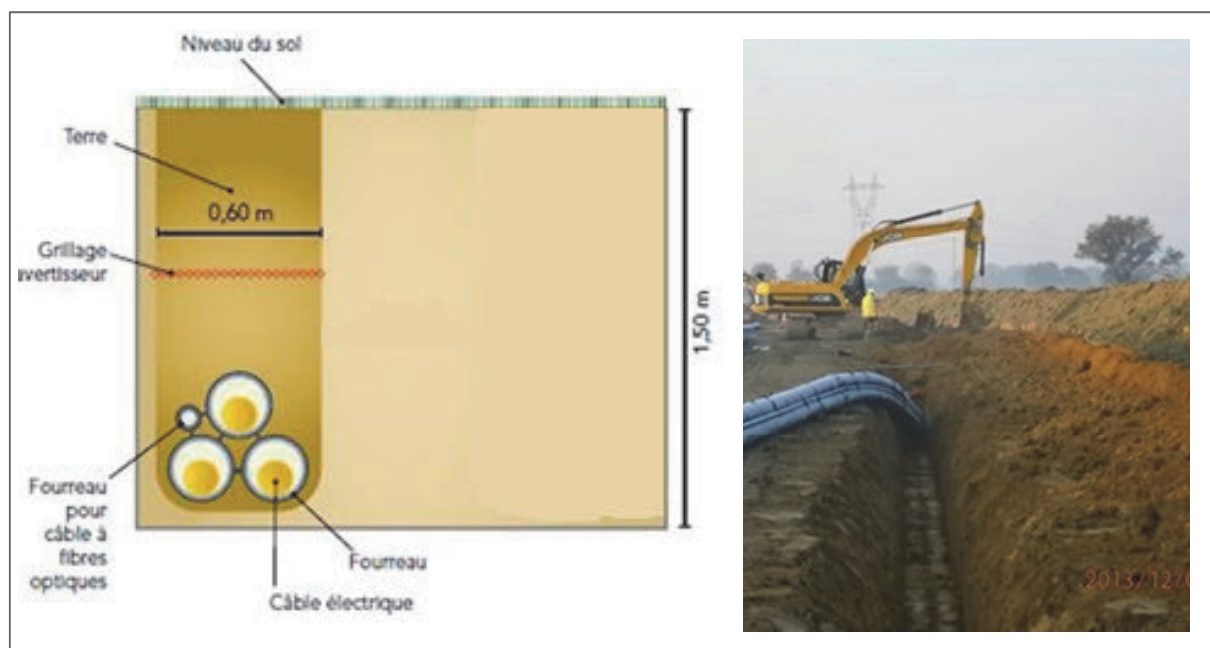


Figure 27 : Illustration de la pose en PEHD d'une liaison souterraine à un circuit

La pose en fourreaux polychlorure de vinyle (PVC)

Le câble est déroulé dans des fourreaux PVC enrobés de béton. Cette pose est principalement utilisée en zone urbaine lorsque d'autres réseaux (eau, gaz, télécommunications..) sont déjà installés et que l'espace disponible pour les travaux est réduit.

Les fourreaux, d'un diamètre d'environ 16 cm, sont disposés dans une tranchée d'une largeur d'environ 0,6 m. La profondeur de fond de fouille est de 1 m à 1,5 m. Deux fourreaux pour les fibres optiques sont également prévus.



Figure 28 : Liaison simple sous voirie (pose en fourreaux PVC et vue après travaux, Source : RTE)

2.2.2.3 Chambres de jonction

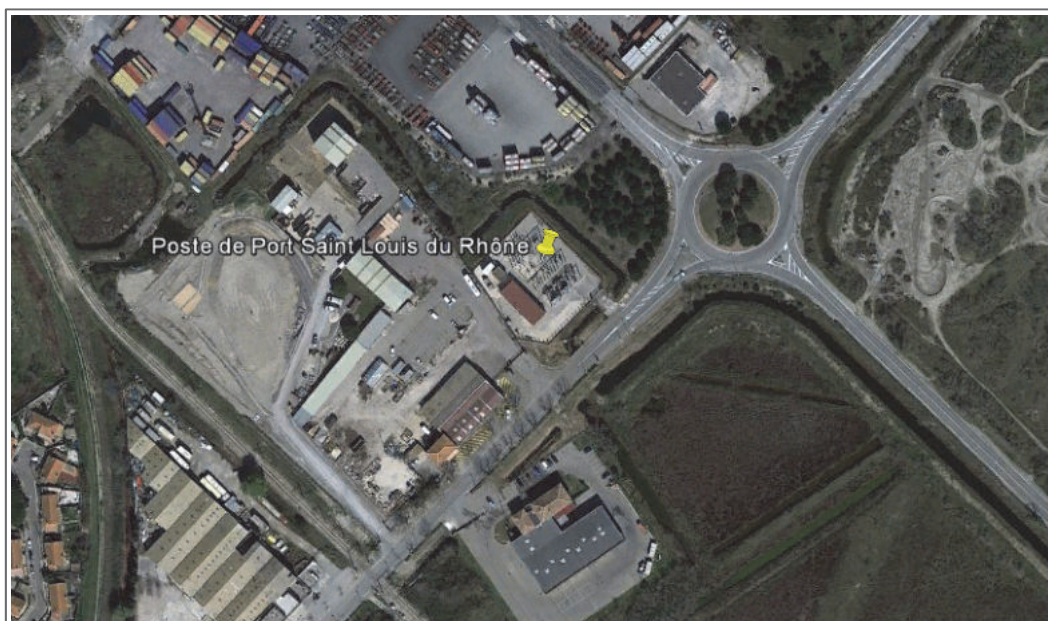
La longueur de câble d'un seul tenant est d'environ 1000 m. Ces câbles sont ensuite raccordés entre eux par des jonctions installées dans des chambres souterraines de dimensions approximatives : 9,5 m (L) x 2 m (l) x 1 m (H) recouvertes de remblais sur une hauteur minimale de 1,15 m. Les dimensions et profondeurs de ces chambres de jonctions peuvent varier notamment selon la proximité de la nappe d'eau souterraine.



Figure 29 : Exemple d'une chambre de jonction (Source : RTE)

2.2.3 Connexion au réseau - Poste de livraison électrique

La liaison souterraine sera raccordée au poste électrique existant de Port-Saint-Louis-du-Rhône. Les équipements complémentaires (disjoncteurs, sectionneurs, appareils de mesure de courant et tension ...) à installer ne nécessiteront pas d'extension d'emprise de ce poste.



Carte 6 : Localisation du poste RTE à Port-Saint-Louis-du-Rhône



Figure 30 : Poste de raccordement de Port-Saint-Louis-du Rhône (13)

2.2.4 Système de contrôle et de télécommunication à distance

2.2.4.1 Localisation géographique

Le parc pilote de Provence Grand Large disposera d'une salle de contrôle commande dédiée. Celle-ci sera implantée à Port-Saint-Louis-du-Rhône, à côté du poste électrique RTE sur lequel le parc pilote sera raccordé.



Figure 31 : Parcelle qui accueillera la salle de contrôle/commande du parc pilote

Les dimensions de la salle de contrôle commande et de ses abords (place parking...etc) sur la parcelle sont de l'ordre de 20 m x 15 m comme illustré sur la figure ci-dessous. La position sur la parcelle reste à préciser.



Carte 7 : Enveloppe de la zone pour la salle de contrôle sur la parcelle

2.2.4.2 Principe de fonctionnement

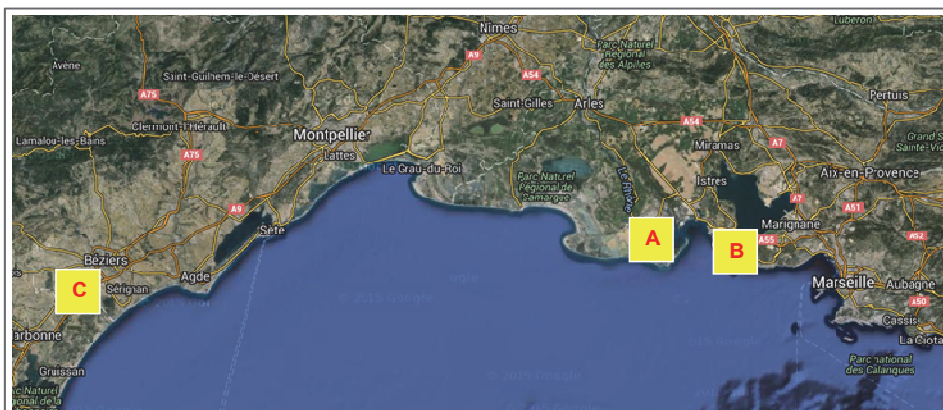
L'infrastructure de télécommunication et supervision du parc pilote répondra aux objectifs suivants :

- Permettre la supervision de l'ensemble des composants intervenant dans la sécurité des biens et des personnes : signalisation maritime, protection incendie des installations, contrôle d'accès aux installations, suivi et localisation des matériels et des personnels ;
- Permettre la supervision de l'ensemble des composants intervenant dans le processus de production d'énergie : les éoliennes et leurs fondations, les câbles électriques inter-éoliennes et le câble électrique d'export ;
- Assurer la communication, voix, données et images en tout point des installations en mer et terrestres.

Elle sera construite à partir de fibres optiques, intégrées dans les câbles électriques inter-éoliennes et dans le câble électrique d'export, qui seront reliées aux équipements de communication et de supervision intégrés à la salle de contrôle/commande.

Le réseau aura une topologie en boucle de la salle de contrôle/commande à la dernière éolienne, ce qui permettra de maintenir la communication en cas d'absence d'un nœud du réseau, par exemple si une éolienne est hors tension de manière prolongée.

Au niveau de la salle de contrôle/commande (A), le réseau local du parc pilote sera raccordé au réseau haut débit de l'opérateur du parc pilote assurant ainsi une communication transparente entre le parc pilote, le centre de téléconduite (envisagé à Colombiers (Hérault) (C)) et la base de maintenance (située à Ponteau (B)).



Carte 8 : Localisation des centres de supervision

2.2.4.3 Système de contrôle-commande et de supervision (SCADA)

La supervision et la conduite à distance des installations du parc pilote sont réalisées à l'aide de plusieurs systèmes de contrôle et d'acquisition de données dénommés SCADA.

Pour le parc pilote Provence Grand Large, il est prévu notamment :

- 1 SCADA éolien pour la surveillance des éoliennes,
- 1 SCADA flotteur pour la surveillance des flotteurs.

Chaque système SCADA consiste en un ensemble d'équipements électroniques de type serveurs informatiques, et d'unités de contrôle d'acquisition et dont les logiciels sont orientés vers la transmission, le traitement et la présentation des informations issues des éoliennes et des flotteurs.

3 MODALITES D'INSTALLATION DU PARC PILOTE ET DE SON RACCORDEMENT

3.1 Partie maritime

3.1.1 Site d'assemblage des éoliennes flottantes

La présence à proximité des infrastructures portuaires du Grand Port Maritime de Marseille (GPMM) constitue un atout essentiel pour le projet Provence Grand Large, puisqu'elles sont globalement en capacité d'accueillir les opérations d'assemblage qui doivent être réalisées à quai.

Parmi les sites possibles, une analyse combinant de multiples critères a conduit à l'identification d'un site localisé en darse 3 des bassins Ouest du GPMM. Il s'agit du quai Gloria, sur la commune de Port-Saint-Louis-du-Rhône. Néanmoins, des études techniques complémentaires ainsi qu'un futur travail de concertation devront confirmer définitivement l'intérêt de cette localisation.



Figure 32 : Localisation du site Gloria

3.1.2 Présentation générale de la séquence d'assemblage et d'installation

A ce stade du développement du projet, la solution retenue pour l'installation des éoliennes flottantes sur le site en mer repose sur les étapes suivantes :

- Etape 1 : Assemblage des flotteurs sur le quai ;
- Etape 2 : Mise à l'eau des flotteurs *et éventuellement remorquage des flotteurs au quai d'intégration (uniquement dans le cas où la zone d'assemblage des flotteurs et d'installation des éoliennes sont différentes) ;*
- Etape 3 : Opérations de levage et d'installation de l'éolienne sur le flotteur bord à quai ;
- Etape 4 : Remorquage des éoliennes flottantes vers le site d'implantation en mer ;
- Etape 5 : Installation des éoliennes flottantes.

3.1.3 Assemblage et mise à l'eau du flotteur

Les différents besoins liés à la construction navale, la mise à l'eau du flotteur ainsi que la possibilité de le remorquer facilement jusqu'au site d'installation de l'éolienne ont été pris en compte dès la conception du flotteur. C'est pourquoi sa structure est faite de plusieurs éléments modulaires, nécessitant des moyens de levage standards disponibles sur la plupart des chantiers de fabrication.



Figure 33 : Modularité du flotteur et séquence d'assemblage (Source : SBM Offshore, 2016)

Pour le projet pilote Provence Grand Large, il n'est pas prévu de développer une infrastructure dédiée à l'assemblage des flotteurs. Les différents modules composant le flotteur seront assemblés sur un chantier dit « forain » avant d'être mis à l'eau. A ce stade du projet, la localisation du chantier pour cette phase d'assemblage n'est pas définie. Le chantier sera localisé sur un site industriel déjà en place aujourd'hui. Quelque soit le lieu retenu, il n'est pas attendu d'interaction particulière entre ce chantier temporaire et l'environnement (le milieu marin en particulier).

Une fois assemblés sur un site de construction, les flotteurs seront successivement mis à l'eau. Pour cette étape, différentes options sont étudiées par SBM, par exemple le chargement sur une barge à l'aide de remorques motorisées, le lancement via des rampes de mise à l'eau, le chargement sur une barge par ripage, en tirant avec des treuils sur des poutres métalliques. Le faible tirant d'eau des flotteurs permet d'éviter une construction en cale sèche, qui aurait été très contraignante.



Figure 34 : Illustration des deux méthodes de mise à l'eau (© SBM Offshore, 2016)

Les flotteurs seront remorqués jusqu'au site d'intégration (si différent) avant d'être amarrés au quai en attendant l'assemblage des éoliennes.

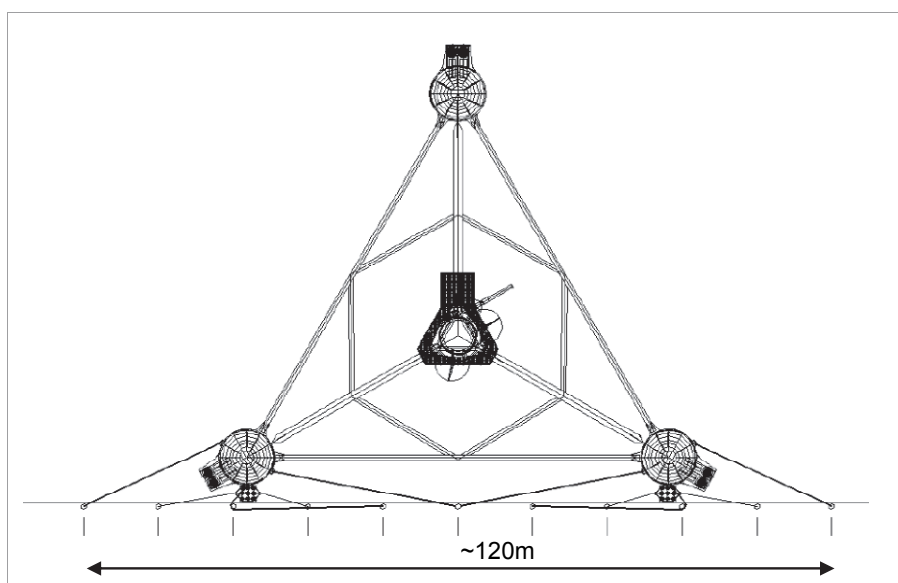


Figure 35 : Illustration de l'amarrage du flotteur bord à quai (Source : SBM Offshore)

3.1.4 Intégration de l'éolienne sur le flotteur

3.1.4.1 Moyens utilisés pendant l'assemblage des éoliennes

Chacun des composants constituant une éolienne sera manipulé et déplacé à l'aide d'équipements adaptés tels que des grues mobiles ou encore des modules de transport automoteurs pour charges lourdes (véhicules modulaires SPMT).

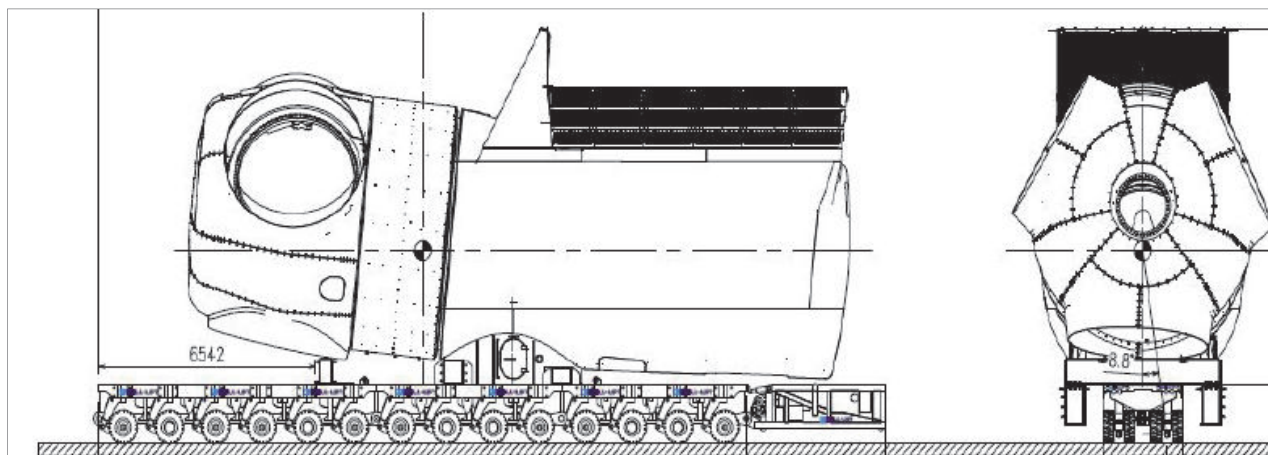


Figure 36 : Illustration d'un véhicule de transport modulaire transportant une nacelle complète

Des châssis ainsi que des outils spécifiques permettent le stockage et la manipulation des composants en toute sécurité.

La grue mobile principale a la capacité de placer la nacelle au sommet du mât de l'éolienne sur le flotteur.

3.1.4.2 Séquence d'intégration de l'éolienne sur le flotteur

Les éléments constitutifs des trois éoliennes qui équiperont le parc pilote seront acheminés depuis leur site de fabrication jusqu'au site d'intégration.

Une option favorisée à ce stade est pour le montage du rotor est un montage en « étoile », c'est-à-dire avec un pré-montage du rotor sur le quai à plat. Pour un levage à terre et avec des équipements « terrestres », l'approche en étoile présente l'avantage d'être une procédure éprouvée et permettant de limiter la mobilisation de moyens de levage spéciaux.



Figure 37 : Illustration de l'intégration de l'éolienne sur le flotteur bord à quai (© SBM Offshore)

Les éléments constitutifs du mât de l'éolienne seront intégrés et assemblés sur la fondation flottante avec la grue mobile principale.

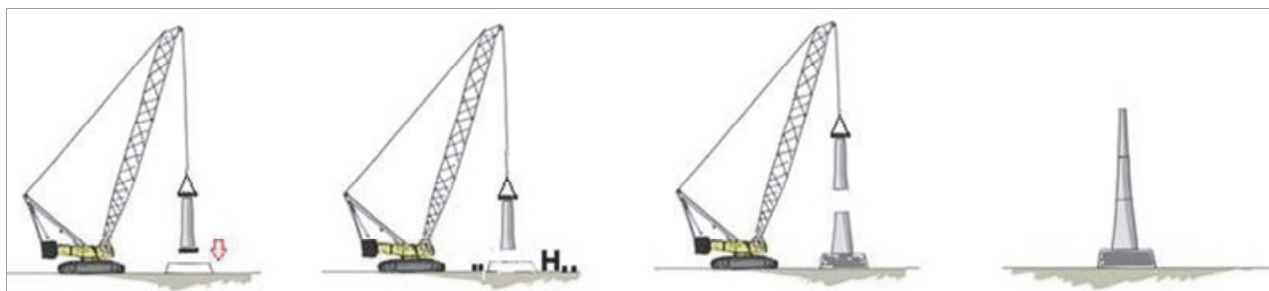


Figure 38 : Illustration de l'assemblage d'un mât d'éolienne

La nacelle sera ensuite levée et installée en extrémité du mât. C'est l'opération de levage la plus contraignante pour la grue principale.

Enfin le rotor complet sera levé et intégré à la nacelle en utilisant la grue principale assistée de la grue secondaire qui supportera l'une des pales lors de la phase de levage.

Chaque opération de levage peut prendre plusieurs heures en raison des dimensions hors normes des composants de l'éolienne et des conditions de sécurité à respecter.



Figure 39 : Illustration de l'opération de levage du rotor complet d'une éolienne (© Siemens)



Figure 40 : Illustration de l'éolienne montée sur le flotteur bord à quai (© SBM Offshore)



Le schéma logistique envisagé pour l'intégration et l'assemblage de l'éolienne sur le flotteur nécessite :

- une plateforme de travail de l'ordre de 4 ha pour le stockage des composants de l'éolienne (mât, nacelle, pales, ...);
- une grue mobile de forte capacité pour assurer l'assemblage des pales sur le rotor et le montage final de l'éolienne sur le flotteur bord à quai.

3.1.5 Installation des éoliennes en mer

3.1.5.1 Mode opératoire

Une fois l'intégration de l'éolienne sur le flotteur effectuée, l'installation des éoliennes en mer se déroulera en respectant les étapes suivantes :

- Campagne de pré-inspection avant de commencer les travaux d'installation ;
- Installation des ancres ;
- Remorquage des éoliennes flottantes du quai d'intégration de l'éolienne jusqu'au site en mer ;
- Connexion des lignes d'ancrage et connexion aux ancres ;
- Opérations de mise sous tension des lignes d'ancrage ;
- Mise en service des éoliennes ;
- Inspection finale du site une fois les travaux d'installation terminés.

Les principales étapes de l'installation en mer sont illustrées ci-après. Elles sont susceptibles de changement au cours du développement de l'ingénierie de détail :

1^{ère} étape : Chargement des ancres et des chaînes de ballastage à Fos-sur-Mer

Un des quais de Fos-sur-Mer sera utilisé comme base logistique pour la campagne de pré-installation des ancrages. Les ancres seront chargées par le navire d'installation directement depuis le quai ou le moyen naval qui acheminera les ancres et le ballast.

La durée approximative pour le chargement de 3 ancres et des équipements associés sur le navire est de 2 jours pour chaque flotteur.



Figure 41 : Chargement des tronçons de chaîne et des ancrs (© SBM Offshore)



Figure 42 : Chargement typique des ancrs sur le pont – illustration (© SBM Offshore)



Figure 43 : Ancres gravitaires sur le pont



Figure 44 : Chargement des chaînes de ballastage

2^{ème} étape : Installation des ancrs et des lignes d'ancrage

La pose des ancrs sera réalisée directement par le navire de transport. Le positionnement de l'ancre sera assuré à l'aide d'un robot sous-marin (ROV). Le ballast sera alors déployé à l'intérieur des ancrs gravitaires, qui pénétreront dans le sol grâce à leurs propres poids ; une phase additionnelle de pompage à l'intérieur des ancrs peut être nécessaire afin de créer une dépression qui améliore l'effet de succion et contribue ainsi à l'enfoncement final des ancrs jusqu'à la profondeur cible (inférieure à 15 mètres) et à la tenue sur le fond. La profondeur d'enfouissement exacte sera précisée ultérieurement en phase de conception de détail du projet.

La durée approximative pour l'installation des 3 ancrs au fond de l'eau depuis le navire est de 5 jours pour chaque flotteur.



Figure 45 : Mise à l'eau des ancrs

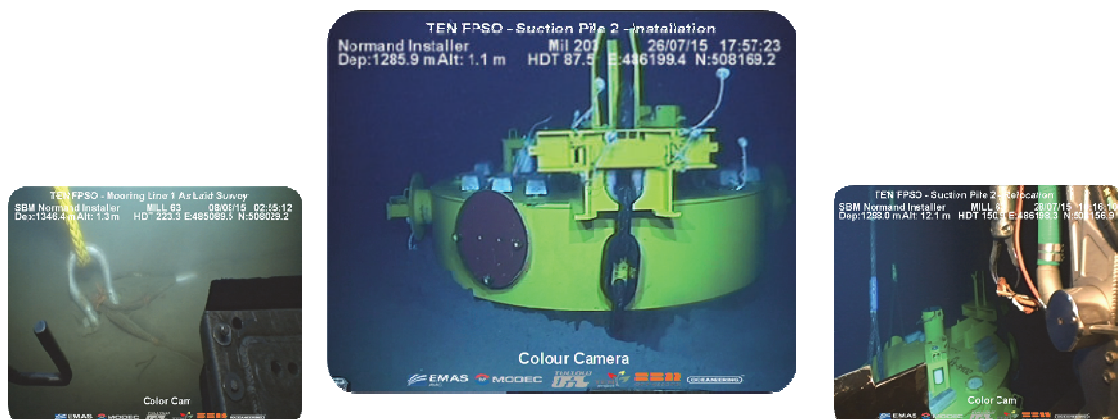


Figure 46 : Déploiement des ancrs / positionnement suivi par ROV

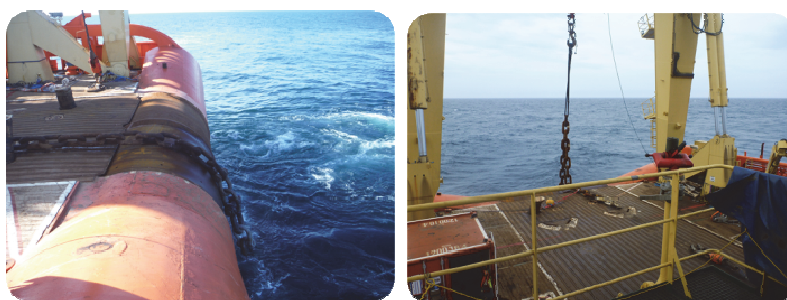


Figure 47 : Déploiement des chaînes de ballastage à l'intérieur des ancrs gravitaires

3^{ème} étape : Remorquage des éoliennes et connexion des lignes d'ancrage

Une fois l'ensemble (flotteur et éolienne) assemblé à quai, l'éolienne est amenée en mer jusqu'au parc pilote à l'aide d'un ou plusieurs remorqueur(s). La durée approximative pour ce remorquage est inférieure à 1 jour pour chaque flotteur.

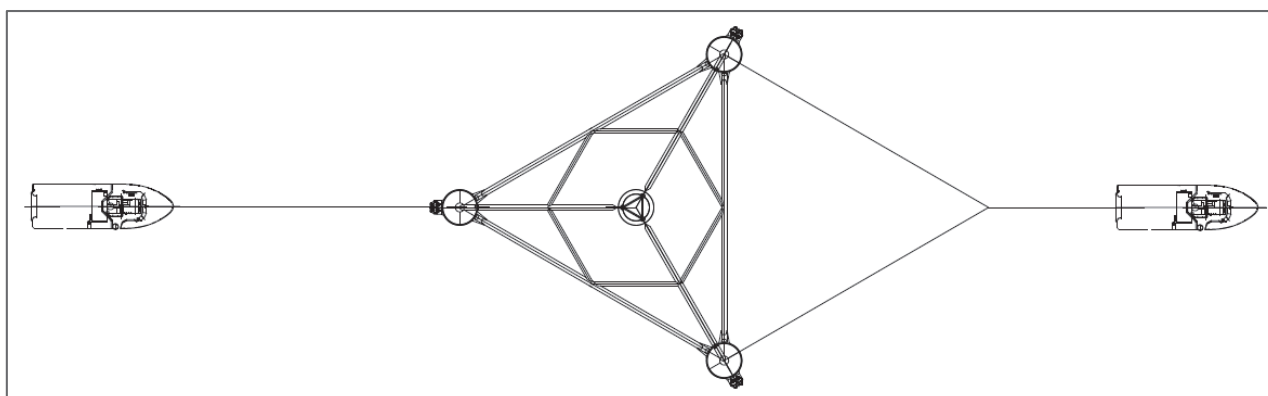


Figure 48 : Illustration du remorquage du flotteur (© SBM Offshore)



Figure 49 : Vue artistique du remorquage de l'éolienne flottante (© SBM Offshore)

Une fois sur la zone d'implantation, le navire d'installation connecte chaque ligne d'ancrage reliant le flotteur aux ancrages préinstallés.

4^{ème} étape : Mise en tension des lignes d'ancrage et immersion du flotteur

La mise sous tension des 3 paires de lignes d'ancrage se fait au moyen de treuils de tirage (1 pour chaque paire), préinstallés sur la plateforme principale. Cette étape se fait par séquence sur chacun des 3 groupes de lignes, jusqu'à atteinte du tirant d'eau opérationnel. La durée approximative de cette phase de connexion et mise en tension des lignes d'ancrage est de l'ordre de 2 jours pour chaque flotteur.

Le séquençage des opérations d'immersion du flotteur est présenté dans les illustrations suivantes.

Etape 3 :

Connexion des lignes
d'ancrage



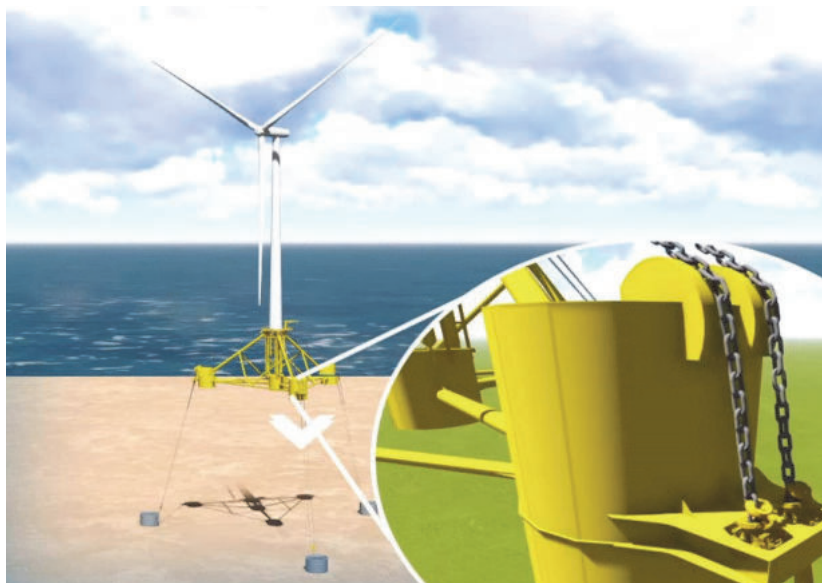
Etape 4a :

Mise en tension du groupe de
lignes 1



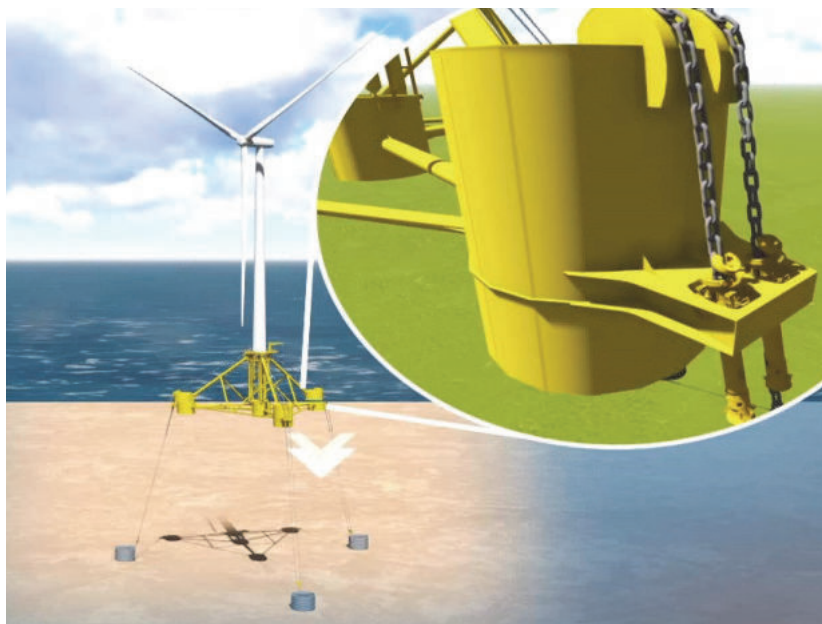
Étape 4b :

Mise en tension du groupe de lignes 2



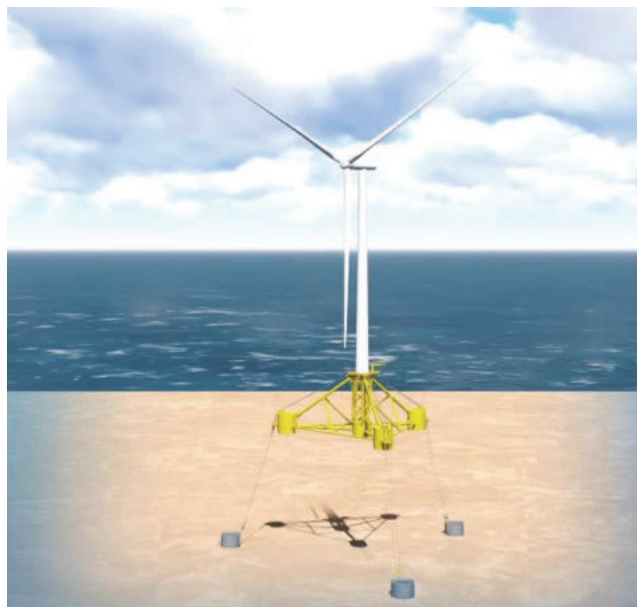
Étape 4c :

Mise en tension du groupe de lignes 3



Etape 4d :

Les étapes 4a, 4b et 4c sont répétées plusieurs fois afin d'immerger le flotteur à son tirant d'eau opérationnel



Etape 5 :

Installation des 3 éoliennes flottantes sur le parc



Figure 50 : Séquence d'immersion du flotteur (Source : SBM Offshore, 2016)

3.1.5.2 Moyens maritimes utilisés pendant le remorquage et l'installation des éoliennes flottantes

L'installation du système d'ancrage ainsi que la phase de connexion et de mise sous tension seront réalisées au moyen du bateau d'installation *SBM Normand Installer* ou équivalent. Ce navire a été spécialement conçu et développé par SBM Offshore pour les activités d'installation d'ancrages offshore.



Figure 51 : Vue générale du *Normand Installer*

Pour la phase de connexion des flotteurs, le *Normand Installer* (ou navire équivalent) sera assisté de remorqueurs.



Figure 52 : Remorqueur d'assistance typique

3.1.6 Pose des câbles électriques inter-éoliennes

Un navire câblé (Figure 53) adapté au site du parc pilote, ayant la capacité de transport et d'installation, acheminera sur site les câbles électriques inter-éoliennes et accessoires de raccordement décrits précédemment.



Figure 53 : Exemple de navire câblé

Procédure d'installation du câble électrique inter-éoliennes sur le flotteur

Une fois les éoliennes installées sur le site, un navire spécialisé vient poser les liaisons inter-éoliennes (câble dynamique). C'est lors de cette opération de pose que seront installées les bouées sur les câbles électriques dynamiques. L'opération pourra nécessiter l'utilisation d'un robot sous marin et/ou de plongeurs.

Afin de fixer le câble dynamique à la fondation, une tête de tirage sera connectée à celui-ci. Une fois le câble électrique inter-éoliennes attaché au câble de tirage, l'équipe sur le flotteur commencera à tirer le câble de tirage à l'aide du treuil. En parallèle, le tendeur du navire câblé libèrera le câble électrique inter-éoliennes.

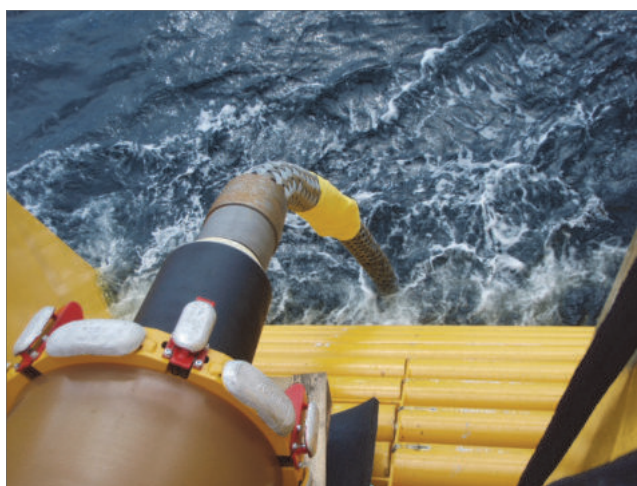


Figure 54 : Vue mise à l'eau du câble électrique inter-éoliennes

Au fur et à mesure de la descente du câble électrique, les accessoires formant la « *lazy wave*³ » seront installés (Figure 55).

³ Voir définition partie 2.1.6 du présent document.



Figure 55 : Installation des bouées

Une fois le câble électrique tiré au travers le I-tube, il sera fixé au niveau du presse-étoupe, ou *hang-off* (Figure 56), puis déséquipé de sa tête de tirage, afin que le câble électrique soit préparé pour être raccordé à l'éolienne.

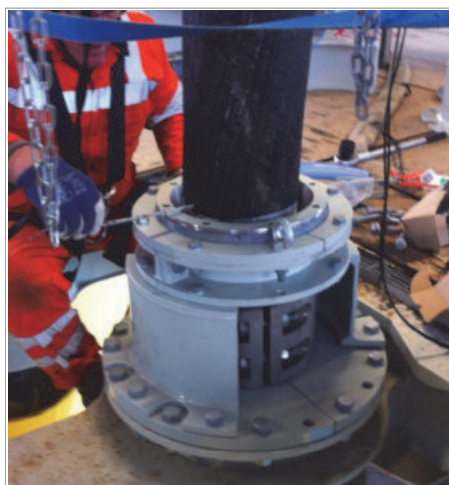


Figure 56: Vue d'un *hang-off*

Par la suite, le navire câblé se positionnera à proximité de la deuxième éolienne pour pouvoir installer le câble électrique. L'opération décrite précédemment sera renouvelée pour relier la deuxième éolienne.

La durée estimative (hors aléas météorologiques) de chaque étape de la pose des câbles électriques inter-éoliens est indiquée dans le tableau suivant :

Tâche	Durée
Installation d'une liaison inter-éolienne	1 jour
Préparation au raccordement et tests électriques d'une liaison inter-éoliennes avant la mise sous tension	5 jours

Tableau 9 : Durée estimée hors aléas météo des travaux d'installation des câbles inter-éoliennes

3.1.7 Pose du câble de raccordement maritime d'export

La pose du câble de raccordement en mer et à l'atterrage se déroule en deux grandes phases :

- Les travaux préparatoires : ils s'étalent sur 1 à 2 semaines environ 1 mois avant la mise en place du câble, préférentiellement sur la période estivale durant laquelle les états de mer sont plus modérés ;
- L'installation et la protection du câble : elle peut impliquer différentes techniques en fonction des caractéristiques rencontrées le long du tracé. Elle a lieu en une campagne de 3 à 4 semaines environ. De la même façon, cette campagne aura lieu préférentiellement sur la période estivale.

3.1.7.1 Les travaux préparatoires

En amont des travaux de pose et de protection du câble, des opérations de reconnaissance géophysiques et des relevés UXO⁴ sont organisés sur la route du câble. Ces investigations permettent de confirmer les données obtenues lors des études techniques préalables et d'identifier les nouveaux risques éventuels (roches, débris, munitions, etc.) qui seraient apparus et de faire un état des lieux du fond marin avant la pose de câble.

Des opérations de préparation du sol peuvent ensuite être effectuées avant l'installation du câble, dans le but d'enlever des roches, débris ou obstacles éventuels par des systèmes de grappins.



Figure 57: Moyens maritimes pour phase préparatoire (© Osiris projects et Ecosse subsea systems, n.c)

3.1.7.2 L'installation du câble et protection

Après la phase préparatoire, les travaux d'installation du câble proprement-dits démarrent.

Un navire câblé spécialisé permet à la fois de transporter le câble depuis l'usine de fabrication et de dérouler ce câble au fond de la mer. Plusieurs autres navires pourront assister le navire câblé pendant les travaux.

⁴ Unexploded Ordnances ou munitions non explosées

Plusieurs techniques sont ensuite envisagées pour la protection du câble : soit le câble est tout d'abord installé puis protégé dans un second temps, soit les opérations de pose et de protection sont simultanées.

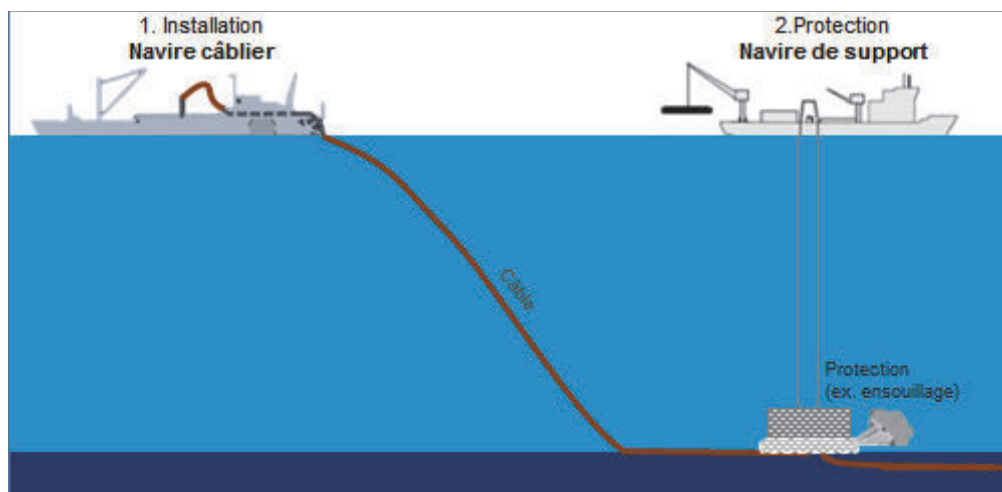


Figure 58: Illustration de l'installation et de la protection des câbles (Source : BRLi, 2016)

A l'issue des travaux de pose et de protection, un relevé géophysique est réalisé sur l'ensemble du tracé pour contrôler la bonne installation du câble sous-marin et sa profondeur d'ensouillage.

L'ensouillage

Parmi une grande variété de machines destinées à l'ensouillage, trois technologies se distinguent plus particulièrement. Elles sont présentées ci-après.

- Le jetting: cette technique adaptée aux fonds plutôt meubles, consiste à souffler des jets d'eau à haute pression afin de creuser un sillon ou fluidifier les sédiments et permettre au câble de s'enfoncer dans le sol sous son propre poids. Le sillon peut mesurer jusqu'à 1,5 m de large et 1 à 2,5 m de profondeur selon le nombre de passages de la machine. En règle générale, cette technique se fait au moyen d'un robot immergé télécommandé depuis un navire support dédié à son pilotage ;
- La charrue: cette technique adaptée pour les sols grossiers ou les roches tendres, fonctionne de manière similaire à une charrue qui laboure la terre : le charruage utilise l'action tranchante d'un soc de charrue tiré non pas par un tracteur comme sur terre mais depuis un navire. Le sillon créé au fond de la mer peut alors atteindre 1 à 2 m de profondeur selon les types de sol ;
- La trancheuse mécanique: cette technique adaptée à des sols plus durs (roche ou cailloutis agglomérés), permet avec une scie circulaire à roue ou à chaîne de couper le sol sur environ 0,5 m de large pour une profondeur de 0,5 à 2,5 m.

Les emprises de ces machines robotisées sont de l'ordre de 3 à 8 m de large (RTE, 2016). Leur vitesse d'avancement est variable en fonction de la nature du sol (entre 50 et 400 m/h).

Certaines machines combinent les différentes technologies et sont capables de travailler dans une plus grande gamme de sols (par exemple une machine qui combine la technique du *jetting* et la trancheuse mécanique).



Figure 59 : A gauche : outil d'ensouillage par jetting ; à droite : trancheuse (Source : RTE, 2015)

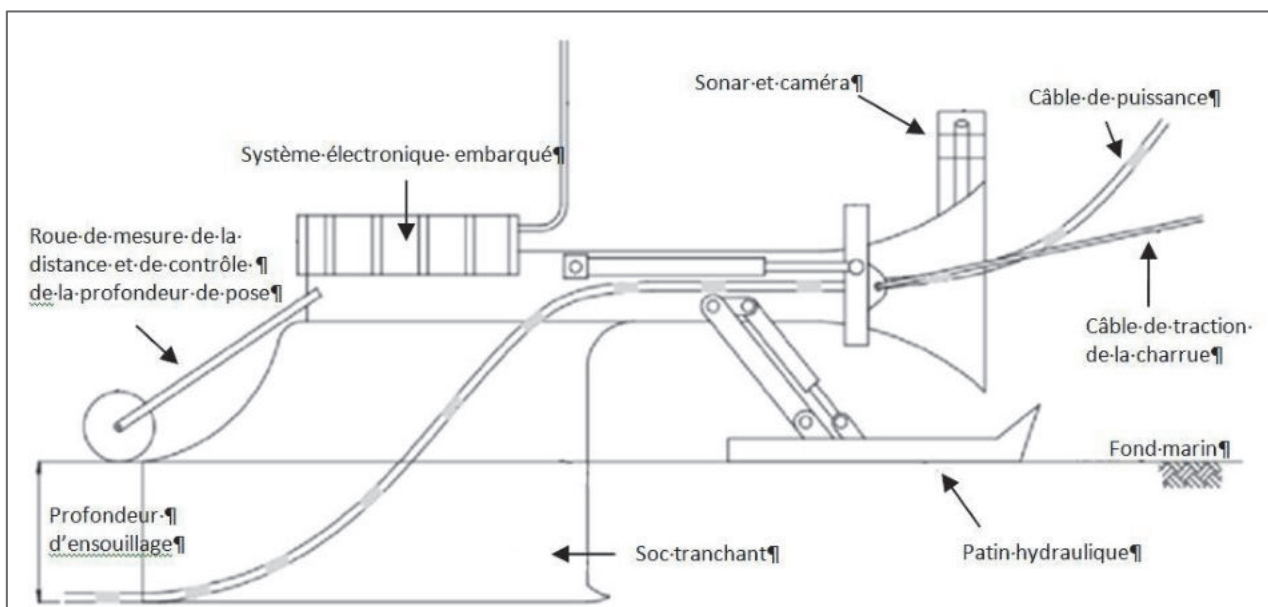


Figure 60 : Exemple de charrue (schéma de principe) (Source : RTE, 2015)

Une pelle mécanique montée sur barge et/ ou une pelle rétro-caveuse (« *back-hoe dredger* ») peuvent aussi être utilisées pour creuser une tranchée dans les fonds durs peu profonds, puis pour la remblayer après la pose du câble.



Figure 61 : à gauche pelle rétro-caveuse; à droite pelle mécanique sur barge

3.1.7.3 Les moyens maritimes

Le nombre et le type de navires dépendent notamment de la disponibilité des moyens maritimes à la date de contractualisation et de la technique mise en œuvre.

Néanmoins, trois catégories de moyens maritimes peuvent être utilisées pour la pose et la protection du câble :

- Les moyens maritimes de pose du câble;
- Les moyens maritimes de support;
- Les moyens maritimes annexes.

Les ports d'attaches de ces moyens maritimes seront définis par l'entreprise en charge des travaux, en fonction des capacités d'accueil des ports de la région.

Moyens de pose

Comme cela est évoqué précédemment, le câble sous-marin est posé à partir d'un moyen maritime spécialement équipé entre autres des éléments suivants :

- Une cuvette ou table tournante (bobine disposée horizontalement sur le pont du navire) permettant de stocker jusqu'à plusieurs dizaines de kilomètres de câble ;
- Des installations pour mettre le câble à l'eau et maîtriser les efforts supportés ;
- Des moyens de levage (grues, portiques, ...) ;
- Un système de positionnement par GPS.

On trouve des moyens maritimes qui peuvent embarquer jusqu'à 7500 tonnes de câble, la moyenne se situant autour 4000 tonnes (RTE, 2016).



Figure 62: Illustration d'un navire d'installation des câbles (Source : Global Marine System, RTE, 2014)

Moyens de support

Le rôle du moyen maritime de support est de piloter les engins d'ensouillage. Ce sont des moyens maritimes équipés avec des grues et des outils de mise à l'eau.



Figure 63: Exemple de navire de support (© Ocean Installer)

3.1.8 Atterrage

Le profil de la plage peut se modifier de façon saisonnière, avec une variation de la profondeur de l'ordre de 2 m (2 m en moins en hiver par rapport à l'été) liée au régime de la houle et des courants qui sont plus forts en hiver. De plus, le trait de côte peut également se modifier de 2 à 4 m par an au niveau de la zone

d'atterrage. Cette évolution génère une modification de l'épaisseur de sédiments marins sur une zone allant jusqu'à 15 m de profondeur, soit 2 km environ au large.

Compte tenu de ces deux phénomènes naturels, l'enfouissement du câble doit être suffisamment profond pour se prémunir du risque éventuel de mise à nu du câble. A cet effet, des études détaillées d'ensouillage seront menées pour déterminer la profondeur la plus adaptée.

Les travaux seront effectués préférentiellement en période hivernale (de septembre à mars) afin de se protéger des évolutions saisonnières. Une surveillance régulière de la profondeur d'ensouillage du câble sur la zone d'atterrage sera également réalisée pendant les premières années d'exploitation du parc éolien. Si un écart trop important est observé, des mesures correctives seront effectuées (ré-ensouillage par « *jetting* »).

Les travaux de génie-civil à l'atterrage seront réalisés avant le déroulage du câble, ce qui permettra de découpler la période de pose du câble sous-marin de la réalisation des travaux de génie-civil.

3.1.8.1 Tirage du câble

Une fois les travaux de génie-civil de l'atterrage réalisés et lorsque le navire câblé est arrivé sur place on peut procéder au déroulage du câble. Suivant la technique de génie civil qui a été mise en œuvre à l'atterrage deux modes opératoires sont possibles (tranchée ou forage dirigé).

Une fois le câble installé à l'atterrage, le navire câblé pourra dérouler le câble vers le point de livraison. Une installation de câble du point de livraison vers l'atterrage est également possible.



Figure 64 - Tirage au niveau de la chambre d'atterrage (Source RTE, 2016)

L'ensemble de ces opérations à l'atterrage durera environ 1 à 2 mois.

L'emprise des travaux sur la plage et l'arrière de la plage Napoléon concernera une surface d'environ 1,5 ha, incluant l'installation de chantier, la zone de stockage et la circulation des engins.

L'emprise des travaux en mer est de l'ordre de 1 ha (10 m de large par 1000 m de long).

Au total, l'emprise des travaux de génie-civil regroupant la partie terrestre et maritime à l'atterrissage sera d'environ 2,5 ha.

3.1.8.2 *Gestion des matériaux déplacés*

Les travaux de creusement d'une tranchée généreront des mouvements de sol, évalué à environ 1000 m³. Ces matériaux seront stockés provisoirement à l'intérieur de l'emprise du chantier. La plupart des matériaux seront réemployés sur d'autres projets, les autres étant évacués vers un site agréé.

3.1.8.3 *Les moyens terrestres*

Le matériel nécessaire au terrassement, au transport ou au fonçage lors du chantier est le suivant :

- Grue mobile pour le fonçage des palplanches ;
- Pelles mécaniques sur le platier pour les terrassements et pour le stockage provisoire ;
- Tombereaux pour le transport des déblais entre la tranchée et le lieu de stockage provisoire ;
- Manitou sur l'installation du chantier pour la manutention des fourreaux ;
- Petits pieux métalliques pour ancrage du treuil et le guidage du tirage ;
- Palplanches pour la tenue des fouilles lors des terrassements ;
- Camions pour l'approvisionnement du chantier (fourreaux, palplanches, ...) et l'évacuation des déblais excédentaires.

Dans le cadre du projet, une aire de stationnement des engins de chantier sera mise en œuvre, et il sera prévu l'installation d'une zone avec une protection des sols pour les risques de pollution.

3.2 *Partie terrestre : pose de la liaison électrique terrestre*

Le tracé du câble terrestre correspond au linéaire entre la chambre de jonction située en arrière de la zone d'atterrissage et le poste électrique RTE localisé à l'est de la commune de Port-Saint-Louis-du-Rhône, soit un linéaire de 9 km environ.

Le câble sera enterré le long des routes existantes à l'aide de pelles mécaniques ou d'une trancheuse de manière à limiter autant que possible l'emprise de la tranchée. Les travaux nécessiteront également a minima l'utilisation d'un finisseur, d'un tire-câble, de camions d'évacuation, de mini-pelles et le cas échéant d'un camion toupie et d'une enrobeuse pour certaines portions du tracé. Les travaux seront effectués pendant les heures et jours ouvrables, conformément à l'arrêté préfectoral du 20 juin 2000 (article 5) qui précise que le bruit sera limité aux périodes 7h-20h.

La carte ci-dessous indique les différents secteurs du tracé du câble électrique d'export terrestre.



Figure 65 : Illustration des différents secteurs du tracé du câble terrestre

Plus précisément, les travaux consistent à réaliser une tranchée de maximum 0,60 m de largeur et de 1 m à 1,5 m de profondeur le long des 9 km du tracé. Une dizaine de chambres de jonction d'environ 9,5 m de long, 2 m de large, 1,15 m minimum de profondeur et 1 m de haut sont réparties tout au long de la liaison.

Compte tenu de la topographie et de la nature des sols, il est probable qu'une partie des tranchées et des chambres de jonction soit réalisée en présence d'eau, notamment sous la route Napoléon.

La réalisation des terrassements et la pose des fourreaux nécessiteront alors un pompage, et la réalisation des chambres de jonction à un rabattement de nappe.

Afin de réduire au maximum les incidences sur le milieu, les mesures suivantes seront mises en œuvre :

- Tout d'abord des études de reconnaissances géotechniques et l'installation de piézomètres permettront d'adapter les techniques de réalisation et permettront de retenir les périodes les plus favorables ainsi que le meilleur positionnement des chambres de jonction ;
- Ensuite la limitation de la longueur de tranchée ouverte à un instant donné permettra d'éviter des phénomènes d'écoulement à l'intérieur de la tranchée ;
- Les volumes pompés seront limités par vérification des niveaux de nappe ;
- La prévention des pollutions accidentelles fera l'objet de dispositions particulières (bac de rétention, absorbants, décantation, surveillance du taux de matière en suspension...) ;

- Lors des rejets des eaux issues du pompage, une filtration des eaux sera mise en place afin de s'assurer de la bonne qualité des eaux d'exhaure (décantation, contrôle de la turbidité avant rejet, brise charge,...).

3.2.1 Les techniques de franchissement

Plusieurs techniques peuvent être utilisées pour franchir les obstacles rencontrés le long du tracé.

Technique de franchissement d'obstacles par ensouillage

Cette technique d'enfouissement par creusage est plutôt réservée à des passages très limités en largeur, dans des cours d'eau où le débit est très faible ou pour croiser de petits canaux, voire quasi-nul avec une réalisation des travaux d'ensouillage en période d'étiage. Il est généralement nécessaire de dévier le cours d'eau de façon temporaire par un batardeau, afin de pouvoir réaliser les travaux par « demi cours d'eau », ce qui limite les possibilités de recours à des techniques à des débits assez faibles.

Technique de franchissement d'obstacles par forage dirigé

Le forage dirigé est une technique qui permet de poser des canalisations et des câbles, sans ouvrir de tranchée, en passant sous des obstacles (chaussées, voies ferrées, cours d'eau...) sans intervenir directement sur ces obstacles. Cette technique nécessite l'utilisation de machine particulières et plus particulièrement une foreuse articulée.

La pose par forage dirigé s'effectue en 3 phases :

- Durant le forage, des tiges de faible diamètre (40-60 mm) sont poussées par une foreuse. La tête de forage biseautée permet de diriger le forage. La sonde dont elle est équipée fournit en permanence sa localisation et son orientation. Selon la nature du terrain, le sol sera en partie comprimé et en partie extrait. L'injection d'un fluide de forage permet de déliter le sol, de l'évacuer, de lubrifier et de refroidir le train de tiges et de consolider les parois du forage.
- Des alésages successifs en tirant le train de tiges en retour, permettent d'obtenir un conduit au diamètre voulu (environ 1,5 fois le diamètre de la canalisation à poser). Le fluide de forage évacue le matériau extrait.
- La canalisation, préparée à l'avance et lubrifiée par le fluide de forage, est ensuite tirée et mise en place.

La trajectoire courbe d'un forage dirigé permet de faire passer la conduite sous des obstacles en partant de la surface, de sorte qu'aucune excavation importante ne soit nécessaire.

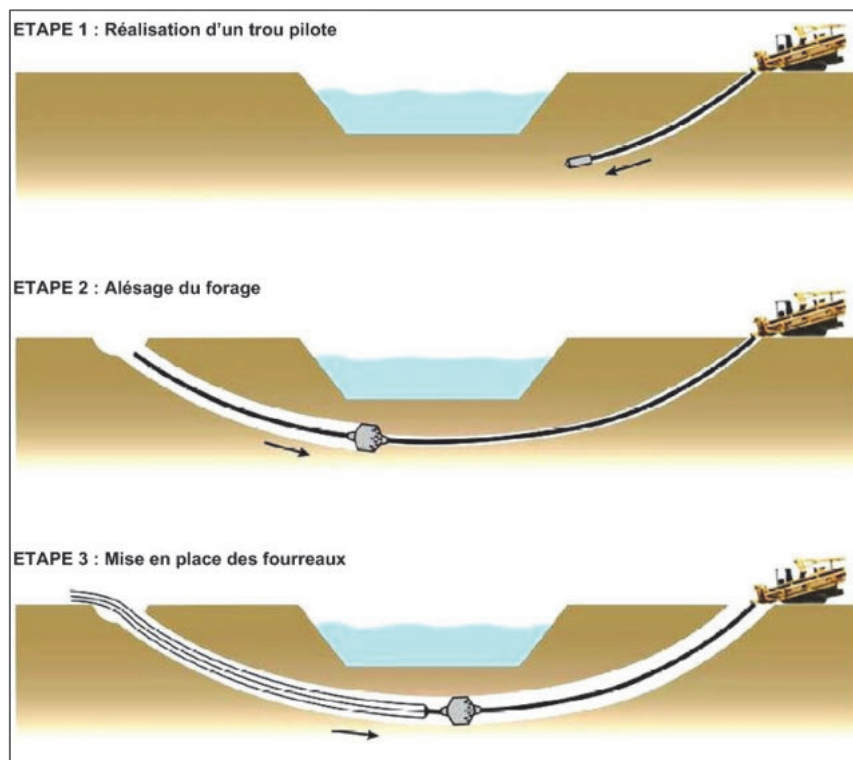


Figure 66 : Schéma de principe du forage dirigé (Source : RTE, 2016)



Figure 67 : Illustrations de la technique du forage dirigé (Source : RTE, 2016)

Technique de franchissement d'obstacles par fonçage

Cette technique nécessite un espace disponible important de part et d'autre de l'obstacle à franchir, afin de pouvoir réaliser un puits de forage dans lequel on installera les machines de forages.

Elle ne peut être mise en œuvre que sur des passages n'excédant pas 100 m de largeur. Elle peut donc être dans certains cas une alternative au forage dirigé si les conditions géologiques le permettent.

3.2.2 Route Napoléon

Etant donnée la sensibilité environnementale de cette section, le câble y sera enfoui sous la chaussée, en privilégiant la piste cyclable afin de réduire l'impact sur la circulation lors des travaux.

RTE ne réalisera pas de travaux sous la route Napoléon pendant la période de forte fréquentation, c'est-à-dire de mi-juin à mi-septembre.

Entre septembre et juin, la réalisation des travaux sur la route Napoléon mobilisera une voie de circulation ainsi que la piste cyclable. Une circulation alternée avec des feux de circulation sera mise en place pour permettre l'accès à la plage Napoléon.

Les perturbations seront temporaires et localisées car la tranchée sera remblayée au fur et à mesure de l'avancement.

La chaussée sera remise en état à la fin des travaux.

Sur cette section du tracé, les câbles rencontrent plusieurs buses reliant le Rhône aux marais situés à l'est.



Figure 68 : Illustration des buses et de la hauteur sous chaussée disponible

Le câble sera positionné préférentiellement au-dessus de ces buses à faible profondeur en ajoutant des plaques de protection ou en construisant un ouvrage en béton armé.

Si cette solution ne s'avérait pas réalisable, différentes solutions sont envisagées pour passer en dessous de ces buses :

- Passage en sous-œuvre (forage ou autre technique) ;
- Destruction partielle des buses, pose du câble et reconstruction.

3.2.3 Route de Carteau

La largeur des accotements le long de la route du Carteau est suffisante pour accueillir la tranchée. Les réseaux existants sur cette section du projet sont situés sur un seul côté de la route, le câble passera donc sous l'accotement vierge (côté sud de la route du Carteau et côté ouest du chemin rejoignant l'avenue de la Première DFL).

3.2.4 Avenue de la 1^{ère} DFL

Cette section du tracé longe l'avenue de la Première DFL puis traverse la zone de camping-car pour rejoindre le Canal Saint-Louis.

Le long de l'avenue de la Première DFL, les réseaux existants sont situés sous l'accotement sud de la route. De la même manière que précédemment, un enfouissement du câble du côté vierge de la route, sous la piste cyclable, sera privilégié. Les câbles passeront au niveau de l'aire de camping en évitant de traverser le séparateur à hydrocarbures et la zone de vidange des camping-cars située à proximité de la clôture avec la zone portuaire.

3.2.5 Traversée du canal Saint-Louis

La traversée du canal par un forage dirigé est l'option privilégiée. Si elle s'avérait impossible, une solution d'ensouillage et de protection mécanique serait étudiée avec les parties prenantes pour prendre en compte les nécessités de dragage du canal.



Carte 9 : Plan de situation du forage dirigé envisagé pour le passage du Canal Saint-Louis (darse)

3.2.6 Terrain « Shell »

Avant d'arriver au terrain appartenant à la société « Shell », le tracé traverse une ancienne voie ferrée immédiatement après la traversée du canal Saint-Louis. Les rails seront déposés pour permettre la réalisation de la tranchée et, une fois la tranchée remblayée, ils seront remis en place.

A noter, qu'un projet de requalification des berges du canal Saint-Louis prévoit la dépose de ces rails, le cas échéant, en accord avec le service gestionnaire de ce projet, les rails ne seraient alors pas reposés.

Le tracé projeté est repéré sur le plan de situation ci-dessous, il passe par le terrain appartenant à la société Shell.



Carte 10 : Plan de situation du terrain Shell et tracé du câble

Le tracé traverse le terrain appartenant à Shell dans une zone non exploitée le long de la limite Est, à 3-4 m de celle-ci afin de se tenir à distance des fondations des murs des bâtiments militaires, contournant ainsi l'ancienne base militaire.

Etant donné que ce terrain accueillait autrefois des activités liées à la pétrochimie, il est possible que le sol contienne des hydrocarbures qui, lorsque les terres seront excavées, représenteront des déchets qui devront être traités.

L'application des textes législatifs et réglementaires conduit à examiner les différentes techniques de dépollution, leurs performances, leurs coûts, et en fonction du bilan coût/avantage, à retenir la technique optimale pour qu'in fine, l'état de l'environnement soit compatible avec les usages prévus.

Des analyses de sols seront réalisées et les modalités de dépollution associées seront étudiées ultérieurement par le maître d'ouvrage.

La dépollution des terres contaminées par des hydrocarbures se fera préférentiellement sur site afin de permettre une réutilisation des matériaux pour le rebouchage de la tranchée. Les terres pourront le cas échéant être évacuées vers un centre de traitement adapté.

3.2.7 Traversée du canal et de la voie ferrée au nord du terrain « Shell »

La traversée du canal se fera au nord de l'ancienne base militaire.

Un forage dirigé permettant de franchir le secteur situé entre la limite du terrain Shell et la voie ferrée est privilégié. Des investigations géotechniques seront menées pour valider cette option.



Carte 11 : Localisation du forage dirigé au niveau du terrain Shell

En cas de difficultés techniques, un enfouissement du câble par tranchée à l'aide d'une pelle mécanique est envisagé comme alternative. Dans ce cas, après le franchissement du canal, le tracé longera le canal coté Est avant de rencontrer une section de voie ferrée en service et de rejoindre l'avenue de la mer. La section du tracé, ainsi que les obstacles définis dans cette option alternative sont repérés sur le plan de situation ci-dessous. La traversée de la voie ferrée se fera dans tous les cas en sous-œuvre.



Carte 12 : Localisation du franchissement du canal et de la voie ferrée

3.2.8 Avenue de la mer et zone de Malebarge

Pour la dernière section sur l'avenue de la Mer, le passage du carrefour giratoire jusqu'à l'emplacement du poste de transformation, il est envisagé de réaliser :

- Une tranchée le long de l'avenue de la mer (avant le croisement des réseaux électriques) ;
- Une tranchée pour le franchissement du canal à l'entrée du poste.

4 MODALITES D'EXPLOITATION ET DE MAINTENANCE

4.1 Base de maintenance courante

Un parc éolien en mer nécessite des infrastructures portuaires permettant d'assurer les opérations d'exploitation et de maintenance pendant toute la période d'exploitation. Pour les opérations de maintenance lourde, ponctuelles et exceptionnelles par nature, il sera fait appel au cas par cas aux capacités portuaires utilisées pour la construction du parc, qui sont adaptées aux moyens maritimes lourds.

La base de maintenance courante est avant tout une plateforme logistique par laquelle transitent les outillages, pièces détachées et consommables utilisés en mer. L'activité est donc constituée par leur acheminement par voie terrestre, leur stockage, la préparation du matériel avant expédition en mer et le chargement pour expédition vers le parc éolien. Au retour du parc, les outillages, déchets et équipements défectueux sont déchargés pour être soit stockés soit, redirigés vers les filières adaptées.

Pour les opérations de maintenance courante, les infrastructures sont constituées :

- Des bâtiments techniques (stockage, manutention des pièces détachées, stockage des déchets) et administratif (bureaux, salle de réunion, sanitaires, vestiaires, ...) ;
- D'une zone bord à quai et d'un appontement permettant l'amarrage du navire de maintenance et le transfert du personnel et des équipements à bord.

Dans ce cadre, la base de maintenance sera implantée sur le site de la centrale EDF de Martigues, en profitant autant que possible des infrastructures existantes dans un objectif de réduction des impacts associés. En effet, dans le cadre de la reconversion du site de cette ancienne centrale au fioul, des possibilités de réaménagement en adéquation avec les besoins d'une base de maintenance ont été identifiées.



Figure 69 : Schéma d'implantation de la base O&M courante

La possibilité d'un réaménagement de l'ancien quai de dépotage est envisagée pour permettre la circulation du personnel, de moyens de manutention et l'installation de moyen de levage pour transférer les colis sur le navire de maintenance.

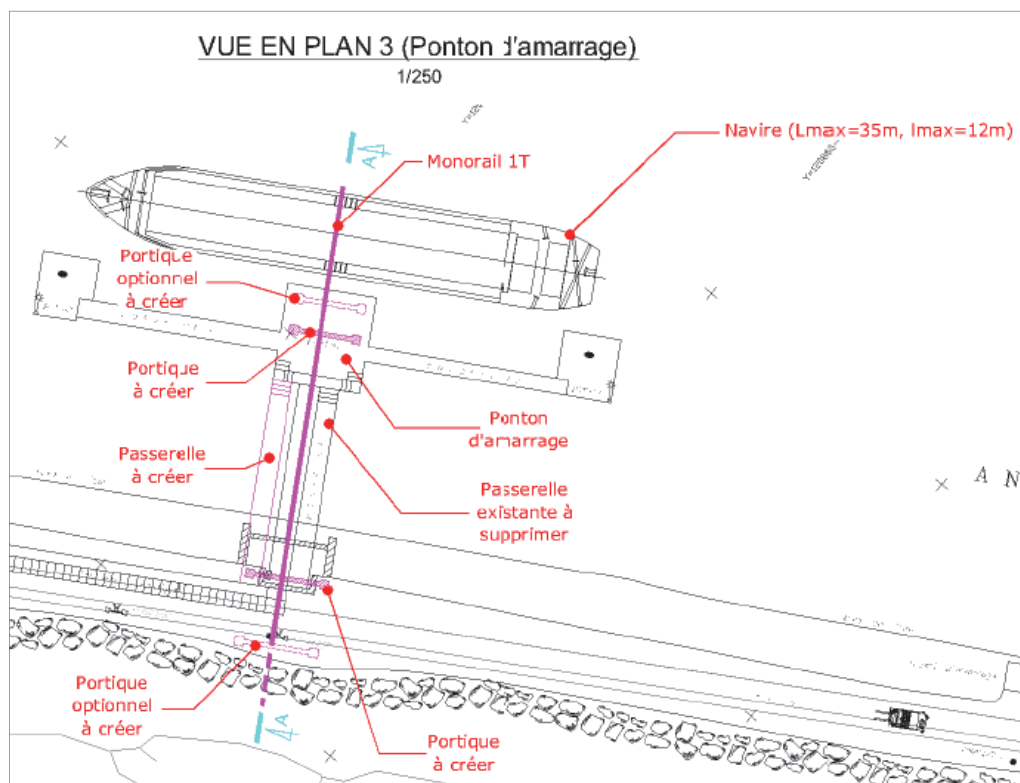


Figure 70 : Schéma de réaménagement du quai de dépotage



Figure 71 : Schéma d'implantation du moyen de levage

4.2 Maintenance courante et maintenance lourde

Les opérations de maintenance sont divisées en deux grandes catégories : la maintenance courante et la maintenance lourde.

4.2.1 Maintenance courante

La maintenance courante regroupe les activités de maintenance préventive (entretien) et corrective (dépannages) qui sont réalisées par des équipes positionnées de la base de maintenance.

Maintenance préventive

La maintenance préventive sera planifiée et réalisée selon les spécifications des fournisseurs des composants de l'installation et seront regroupées en visites annuelles. Ces visites seront généralement effectuées par une équipe de 3 à 4 techniciens sur une période d'environ 5 jours par éolienne.

Maintenance des infrastructures associées à l'éolienne

Les flotteurs et leurs lignes d'ancrage ainsi que les câbles inter-éoliennes dynamiques sont des systèmes passifs par rapport aux performances de l'éolienne. Le but des inspections et des opérations de maintenance est de veiller à l'intégrité structurelle et au bon état des différentes infrastructures ainsi qu'au bon fonctionnement de tous les systèmes installés dans le but d'assurer une disponibilité et une production optimales de l'éolienne.

La stratégie de maintenance des infrastructures sous-marines reposera essentiellement sur des inspections effectuées par des moyens spécialisés (relevés bathymétriques, inspections à distance par ROV, etc.).

Maintenance corrective légère

La maintenance corrective légère correspond à des inspections de contrôle en cas d'alarme et aux réparations qui peuvent être réalisées avec les moyens logistiques disponibles de manière permanente sur place (navire de maintenance et moyens de levage propres des éoliennes et des flotteurs).

Maintenance préventive du câble de raccordement sous-marin

Les opérations de maintenance sur le câble de raccordement maritime peuvent être préventives, afin de vérifier le bon état de l'ouvrage, ou curatives lorsque survient un incident. Dans les deux cas, il s'agit d'interventions ponctuelles qui ne nécessitent pas de navire constamment affrété.

Dans le cadre de la liaison sous-marine, une surveillance régulière du tracé sera mise en place. Cette vérification consiste en une étude géophysique permettant de contrôler la position du câble et la configuration du fond marin à ses abords.

La fréquence de suivi sera validée par les services gestionnaires du Domaine Public Maritime en lien avec RTE, dans le cadre de la convention de concession.

Le long du tracé sous-marin, un premier suivi sera réalisé lors de la 1^{ère} année d'exploitation afin d'évaluer les conséquences à court terme des ouvrages sur les fonds marins. Spécifiquement, pour l'atterrage, cette surveillance se fera les 2 premières années et pourra être conduite en période hivernale. Un contrôle sera ensuite conduit tous les 5 ans. Cette fréquence sera à adapter selon les résultats des premiers suivis. Par ailleurs des contrôles pourront être réalisés après des événements climatiques exceptionnels.

Les mesures de sécurité appliquées à ces vérifications seront édictées par la préfecture maritime et devraient être similaires à celles d'un relevé géophysique classique puisque les moyens maritimes seront identiques.

A l'atterrage, des levés topographiques seront réalisés pour vérifier le positionnement de l'ouvrage et sa sensibilité aux mouvements sédimentaires.

4.2.2 Maintenance lourde

La maintenance corrective lourde correspond au remplacement exceptionnel des composants majeurs de l'éolienne (pales, génératrice, roulements principaux, etc.) mais qui peut également concerner les lignes d'ancrage (remplacement de chaîne, remplacement totale de la ligne et de son ancre) et les câbles inter-éoliennes dynamiques (rupture).

Il s'agit d'opérations fortuites qui requièrent des moyens d'intervention lourds et la mise en place d'une logistique maritime spécifique.

Un des avantages de la technologie flottante est de permettre le rapatriement de l'éolienne défaillante à terre pour la réalisation de certaines opérations, afin d'éviter la mobilisation de navire ou barge auto-élévateur (jack-up) dont la disponibilité et les coûts associés sont très importants.

Maintenance curative du câble de raccordement sous-marin

Des procédures de réparation du câble seront développées dans le cadre du projet. En cas de défaut sur un câble situé en pleine mer, il faut compter entre 15 et 25 jours d'opérations en mer pour sa réparation, à partir d'un moyen maritime de pose de câble léger. Les mesures de sécurité prises sont édictées par la préfecture maritime et devraient être les mêmes que pendant les opérations de pose et protection initiale.

Si un nouvel ensouillage est nécessaire, les techniques mises en œuvre et les moyens associés sont ceux décrits précédemment dans le présent document.

4.3 Moyen logistique pour la maintenance courante

Un navire sera utilisé pour transférer le personnel depuis la base de maintenance jusqu'au parc éolien. Ce navire sera soit positionné de manière permanente sur la base de maintenance ou sera mobilisé en fonction des besoins, moyennant un délai pré-défini à l'avance.

Le navire répondra aux contraintes de l'éolien en mer, c'est-à-dire qu'il devra pouvoir transporter jusqu'à 12 personnes, supporter de l'ordre de 5 tonnes de charge utile sur le pont, avoir une vitesse nominale d'environ 20 nœuds, et être à même d'effectuer des transferts de personnel dans des conditions de houle significative comprises entre 1,5 m et 2 m. La base de maintenance étant située à 14 milles nautiques (environ 25 km), le temps de trajet jusqu'au parc éolien sera d'environ 45 minutes.



Figure 72 : Navire de maintenance typique (Source : NavalU)

4.4 Centre de supervision

La supervision du parc éolien pourra être réalisée depuis le centre de téléconduite d'EDF Energies Nouvelles à Colombiers. Il est opérationnel en continu (24h/24) pour assurer le bon fonctionnement, répondre à l'apparition de défauts éventuels, gérer et surveiller les accès aux infrastructures.

4.5 Gestion des déchets et effluents produit par l'exploitation et la maintenance

Des déchets ou effluents (huiles de vidange, etc.) de l'activité de maintenance seront générés :

- lors des interventions maritimes sur les éoliennes ;
- à terre, au sein de la base portuaire.

Ces déchets/effluents générés par les activités en mer seront conditionnés dans chaque éolienne en vue de leur transvasement vers le navire de transfert. Ils seront ensuite acheminés vers la base portuaire afin d'y être stockés puis évacués vers la filière de traitement adaptée. Des conditionnements adaptés seront conçus pour le transbordement des déchets (caisses, bidons hermétiques, conteneurs, etc.).

Les déchets générés par les activités de la base portuaire y seront directement stockés puis évacués vers les filières de traitement adaptées. Ils sont de diverses natures : déchets non dangereux (emballages non-

contaminés, déchets organiques, autres déchets non dangereux) et déchets dangereux (graisses, huiles, emballages contaminés, autres déchets dangereux). La base portuaire de maintenance disposera d'aires de stockage dédiées, conçues et dimensionnées dans le respect de la réglementation en vigueur.

4.6 Plan de prévention des risques

Afin d'éviter au maximum les pollutions accidentelles et les accidents avec les engins de travaux, des dispositions seront prises via le respect du plan de prévention des risques, qui sera intégré au Plan POLMAR. Celui-ci s'applique à tous les engins de travaux et de maintenance (à terre ou en mer) et à toutes les entreprises intervenant sur le site.

Un kit antipollution sera disponible pendant les phases de travaux afin de limiter la pollution par des hydrocarbures en cas d'incident.



5 PLAN DE DEMANTELEMENT ET REMISE EN ETAT

5.1 Les principes directeurs

Conformément à la réglementation applicable, à l'issue de l'exploitation le démantèlement doit prévoir la remise en état, la restauration ou la réhabilitation des lieux, et assurer la réversibilité des modifications apportées au milieu naturel et au site (article R. 2124-2 du code général de la propriété des personnes publiques). De plus, conformément à l'article L. 214-3-1 du Code de l'environnement, la remise en état doit être telle qu'aucune atteinte ne puisse être portée à l'objectif de gestion équilibrée de la ressource en eau défini par l'article L. 211-1 du code de l'environnement.

Avant la fin de l'exploitation du parc, une étude d'impact sera réalisée et soumise aux services compétents afin d'évaluer les impacts du démantèlement et vérifier s'il n'y a pas un intérêt environnemental à laisser certaines installations en place. Parc Eolien Offshore de Provence Grand Large constituera les garanties nécessaires au démantèlement du parc éolien et la remise en état du site. RTE en tant que Gestionnaire du Réseau de Transport d'Electricité intégrera ces coûts dans ses budgets prévisionnels qui sont financés par le tarif d'utilisation du réseau de transport d'électricité (TURPE).

Le séquençage des opérations de démantèlement des différentes infrastructures du parc pilote dépendront des différents concepts et des techniques d'installation retenues. Toutefois, celles-ci seront à quelques spécificités près similaires aux opérations d'installation, dans une séquence inversée.

Les opérations de démantèlement peuvent se diviser chronologiquement en trois grandes catégories :

- **Les opérations en mer :**
 - Inspections des infrastructures (câbles inter-éoliennes dynamiques, du câble d'export et des lignes d'ancrage) ;
 - Déconnexion des câbles électrique inter-éoliennes dynamiques et du câble d'export ;
 - Récupération des câbles inter-éoliennes dynamiques et du câble d'export ;
 - Déconnexion des lignes d'ancrage et récupération des lignes d'ancrage et des ancres ;
 - Remorquage des flotteurs.
- **Les opérations à terre et au port :**
 - Démontage de l'éolienne du flotteur, amarré le long d'un quai ;
 - Déchargement et stockage des bobines de câbles et des composants des lignes d'ancrage ramenés à terre ;
 - Stockage en flottaison du flotteur pour les opérations de démantèlement de ses équipements ;
 - Démantèlement partiel du flotteur à flot, avant les opérations de démantèlement finales ;
 - Si applicable : mise en cale sèche du flotteur ou utilisation de moyens spécifiques pour repositionner le flotteur sur un quai.
- **Les opérations de démantèlement finales, présentées dans la partie qui suit.**

5.2 Les opérations de démantèlement finales

Les opérations finales de démantèlement devront être définies en fonction des opportunités disponibles suite à la période d'exploitation du projet et des spécificités des différentes infrastructures.

Le cas de base envisagé par le maître d'ouvrage Parc Eolien Offshore de Provence Grand Large est le démontage avec recyclage et élimination des déchets. Toutefois, plusieurs solutions alternatives peuvent en effet être envisagées :

- Réutilisation de parties (échelles d'accostage, etc...) ou de l'ensemble des flotteurs et des lignes d'ancrages pour une autre fondation flottante ou toute autre utilisation en mer
- Sabordage des flotteurs dans une zone spécifique afin de former un récif artificiel (les représentants de la pêche professionnelle se sont d'ailleurs exprimés en faveur d'une telle option). Cette option devra prendre en compte les matériaux constitutifs des flotteurs afin de s'assurer de l'absence de danger pour l'environnement
- Réutilisation des flotteurs pour une protection de port ou l'extension d'un quai flottant
- Requalification des flotteurs ou remise en état pour ponton flottant/jetée

Destruction, recyclage et élimination des composants

Les différents matériaux de construction seront alors séparés et conditionnés par unité mobile afin de réduire les volumes et de permettre un transport plus aisé vers les entreprises de valorisation.

Un traitement spécifique sera mis en place en fonction de la nature des matériaux :

- Les lignes d'ancrages et leurs accessoires ainsi que la plupart des équipements des plateformes des flotteurs, composés majoritairement d'acier et de matériaux composites, seront recyclés par l'industrie de l'acier et des entreprises spécialisées ;
- Les équipements électriques, s'ils ne peuvent pas être remis en état et réutilisés, seront démontés et recyclés. Une attention particulière sera portée au démantèlement des équipements utilisant des lubrifiants et de l'huile pour éviter les déversements accidentels. Tout reste d'huile ou de lubrifiant sera éliminé suivant les procédures appropriées et traité selon procédé certifié ;
- Les câbles inter-éoliennes dynamiques et le câble d'export sont majoritairement constitués de métaux ferreux (cuivre et aluminium) et représenteront de l'ordre de 1000 tonnes de matériau à revaloriser. La biomasse accumulée pendant la période d'exploitation n'est pas considérée comme un élément à part entière, mais comme un élément « résiduel » associé au matériau majoritaire. La biomasse sera donc traitée dans le procédé respectif du produit (essentiellement broyage). Elle pourra alors se retrouver dans les résidus de procédé. Ces résidus seront alors principalement enfouis ;
- La part de l'isolant (principalement du XLPE) ne doit pas être négligée car elle peut représenter plus de 70 à 80% du poids. Il s'agira bien donc de valoriser l'ensemble des deux composants constitutifs du câble ;

- Une fois les câbles transportés vers une unité de pré-traitement, les étapes de démantèlement final seront le broyage et la séparation électrostatique des particules fines de métaux puis la valorisation des sous-produits en tant que matière première secondaire (fonderies pour le cuivre et l'aluminium, et plasturgie pour les produits plastiques).



Figure 73 : Unité de broyage de câbles (Source : libre de droit internet)

5.3 Moyens logistiques utilisés

Les maîtres d'ouvrage veilleront à mutualiser au maximum les moyens logistiques utilisés lors des opérations en mer de démantèlement.

L'étape d'inspection des infrastructures sous-marine pourra soit se faire en parallèle soit de manière commune à l'aide d'un ou plusieurs navires équipés de ROV.

Les moyens logistiques utilisés pour le remorquage du flotteur et de l'éolienne jusqu'au port ainsi que pour la déconnection des lignes d'ancrage seront identiques aux moyens d'installation associé au concept de flotteur choisi.

Pour le démantèlement de la partie électrique du parc éolien, une mutualisation des moyens pour retirer le câble électrique d'export et les câbles électriques inter-éoliennes pourra être envisagée étant donné que les mêmes moyens sont nécessaires.

Une fois les différentes infrastructures et équipements désassemblés et acheminés sur le port, des moyens de destructions spécifiques seront mobilisés.

6 PLANNING ENVISAGE

L'installation des éoliennes est prévue pour commencer au second semestre 2020, sans qu'il soit exclu de devoir commencer plus tardivement. La séquence d'installation est la suivante :

1. Mobilisation du quai, installation des bureaux et équipement du quai (éclairage, barrières, etc.). Réception des équipements de l'éolienne et organisation de l'espace de stockage.

Cette étape dure environ 3 semaines.

2. Séquence type d'assemblage d'une éolienne :
 - a. Pré-montage du rotor (cas de base, à confirmer selon les techniques du moment)
 - b. Réception du flotteur bord à quai et mouillage
 - c. Montage de la tour, de la nacelle et du rotor
 - d. Déplacement de l'éolienne sur un 2^{ème} espace pour la préparation de l'installation (tests préliminaires de mise en service, finalisation du raccordement entre le flotteur et l'éolienne, etc.)
 - e. Pour chaque étape, une provision pour attente de créneau météo doit être considérée selon la saison et les contraintes des travaux

La durée pour l'assemblage des 3 éoliennes est de 6 semaines environ incluant l'aléa météo considéré.

3. Séquence d'installation en mer :
 - a. Installation des lignes d'ancrage sur le flotteur
 - b. Transport sur site des 3 ensembles éoliennes + flotteurs
 - c. Raccordement des lignes d'ancrage
 - d. Inspection de fin d'installation

Pour chaque étape, une provision pour attente de créneau météo doit être prise en compte selon la saison et les contraintes des travaux. La durée totale estimée est de 3 semaines environ.

4. Les travaux d'installation du câble électrique d'export se réalisent de telle manière que cela soit continu avec l'installation des câbles électriques inter-éoliennes. Cette organisation doit en effet éviter le temps d'attente du navire d'installation des câbles électriques.

Une durée d'environ 18 mois est prévue pour les travaux de la liaison d'export terrestre et sous-marine, incluant 7 mois environ de travaux dans le poste électrique existant de Port-Saint-Louis-du-Rhône.

5. Après raccordement des éoliennes, les travaux de mise en service commencent. Une durée de 20 jours est prévue. La mise en service prévisionnelle est envisagée fin 2020.

Le planning prévisionnel ci-après résume la séquence concernant les activités du parc éolien pilote en intégrant les aléas météorologiques.

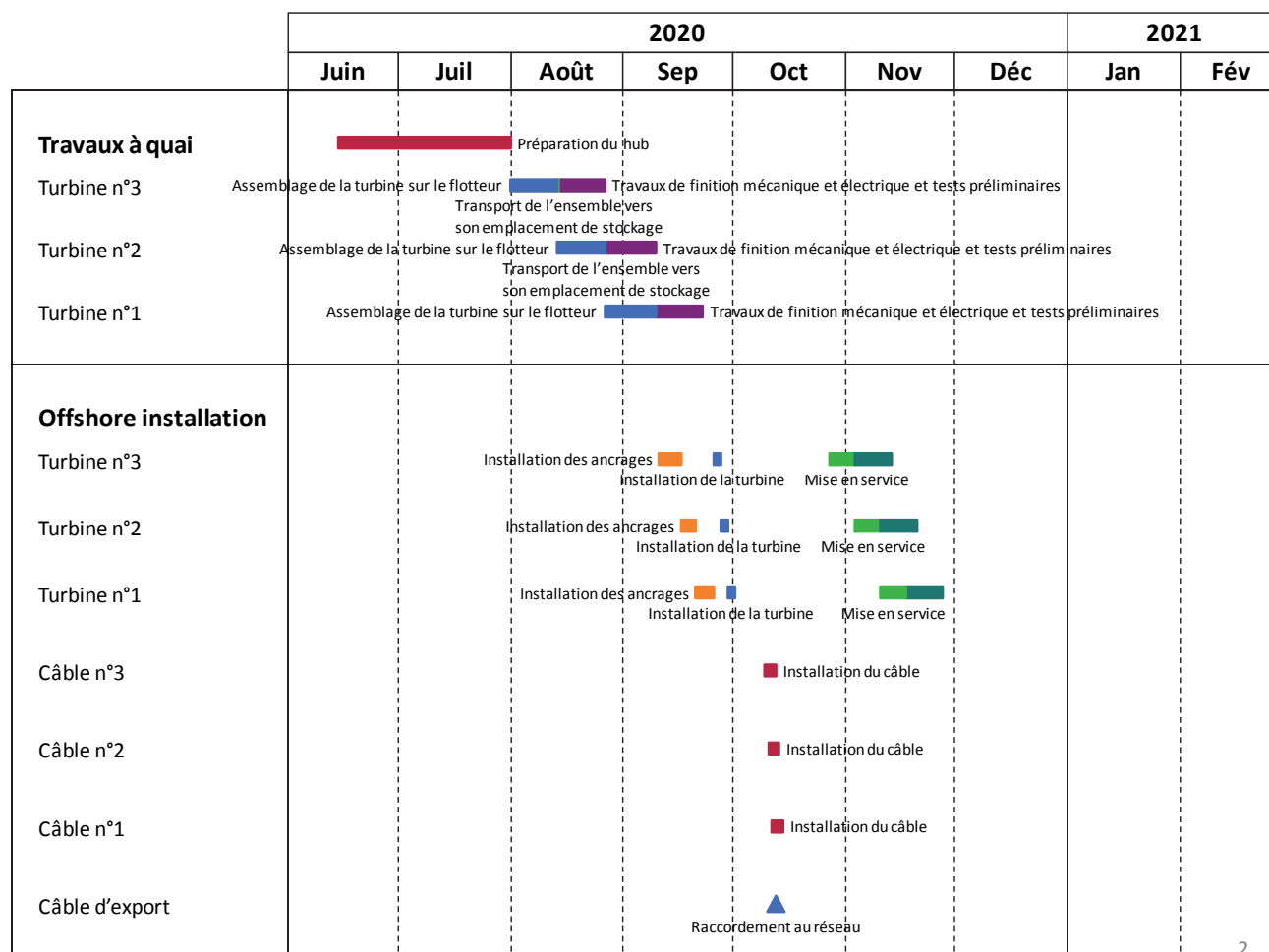


Figure 74 : Planning prévisionnel et séquençage des travaux envisagés pour le projet éolien