



Rte

Réseau de transport d'électricité

PORT DE
DIEPPE
SYNDICAT MIXTE

Etude d'impact : Parc éolien en mer de Dieppe- Le Tréport, sa base d'exploitation et de maintenance et son raccordement au réseau public de transport d'électricité

DOCUMENT 2 : Description du programme

Version de mai 2017 complétée en octobre
2017 et en mars 2018



ENGIE



edp renewables



Caisse
des Dépôts

Sommaire

1	Introduction	15
1.1	Contexte	17
1.2	Maîtres d'ouvrages du programme	18
1.2.1	Eoliennes en mer Dieppe Le Tréport (EMDT)	18
1.2.2	Réseau de transport d'électricité (RTE)	18
1.2.2.1	Des missions définies par la loi	18
1.2.2.2	Assurer un haut niveau de qualité de service	19
1.2.2.3	Accompagner la transition énergétique et l'activité économique	20
1.2.2.4	Assurer une intégration environnementale exemplaire	20
1.2.3	Syndicat mixte du port de Dieppe (SMPD)	20
2	Contexte et objectifs du programme	21
2.1	Préambule	23
2.2	Le contexte énergétique	23
2.2.1	La demande énergétique : son évolution dans le monde et en France	23
2.2.2	L'intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique français	24
2.2.2.1	Les objectifs européens	24
2.2.2.1.1	Le paquet énergie-climat 2020	24
2.2.2.2	Le paquet énergie-climat 2030	25
2.2.3	La politique énergétique nationale	25
2.2.3.1	La loi de programme d'orientation sur l'énergie	25
2.2.3.2	Le Grenelle de l'environnement	26
2.2.3.3	Le débat national et la loi de programmation sur la transition énergétique	26
2.2.3.4	La COP21 et l'Accord de Paris	27
2.3	Le développement de l'éolien en mer	28
2.3.1	L'éolien en mer en Europe	28
2.3.2	L'éolien en mer en France	29
2.4	Les enjeux énergétiques locaux	30
2.4.1	La région Normandie	30
2.4.2	La région Hauts-de-France	31
3	Périmètre des projets du programme	33
3.1	Périmètre du parc éolien	35
3.2	Périmètre du raccordement électrique	36
3.3	Périmètre des bases d'exploitation et de maintenance	39
4	Le parc éolien	41

4.1	Les caractéristiques générales du parc	43
4.2	La production électrique estimée	43
4.3	Le schéma d'implantation du parc	44
4.4	L'emprise au sol du parc.....	45
4.4.1	Emprise au sol lors de la phase d'exploitation	45
4.4.2	Emprise au sol lors de la phase de construction.....	46
4.5	Les composants et l'installation du parc éolien	48
4.5.1	Les composants du parc éolien.....	48
4.5.1.1	Les éoliennes.....	48
4.5.1.1.1	Caractéristiques générales	48
4.5.1.1.2	La nacelle	50
4.5.1.1.3	Le mât	50
4.5.1.1.4	Le rotor	51
4.5.1.2	Les fondations jackets	52
4.5.1.2.1	Les pieux	52
4.5.1.2.2	Le treillis métallique ou jacket	53
4.5.1.2.3	La pièce de transition.....	55
4.5.1.2.4	La protection anti-érosion	55
4.5.1.2.5	La protection anticorrosion	56
4.5.1.3	Les câbles inter-éoliennes.....	59
4.5.1.3.1	Caractéristiques techniques	59
4.5.1.3.2	Le chemin de câblage	60
4.5.1.3.3	Protection des câbles.....	61
4.5.1.4	Le poste électrique en mer	63
4.5.1.4.1	La fondation jacket du poste électrique en mer	64
4.5.1.4.2	La plateforme du poste électrique en mer	66
4.5.1.4.3	Les équipements électriques	68
4.5.1.5	Le mât de mesure en mer	69
4.5.1.5.1	Le mât de mesure	69
4.5.1.5.2	La fondation jacket du mât de mesure en mer.....	70
4.5.2	L'installation du parc éolien.....	72
4.5.2.1	Les étapes de construction et d'installation en mer du parc éolien.....	72
4.5.2.1.1	Etape 1: Les travaux préparatoires	72
4.5.2.1.2	Etape 2 : L'installation des pieux des fondations des éoliennes.....	73
4.5.2.1.3	Etape 3 : L'installation des structures jackets des fondations des éoliennes.....	78
4.5.2.1.4	Etape 4 : L'installation des câbles inter-éoliennes et de leur protection	79
4.5.2.1.5	Etape 5 : L'installation du poste électrique et de sa fondation	83
4.5.2.1.6	Etape 6 : L'installation des éoliennes.....	85
4.5.2.1.7	Etape 7 : L'installation du mât de mesure en mer	87
4.5.2.2	Modalités des travaux restant encore à définir.....	88
4.5.2.3	Le planning de construction	90

4.5.2.4	Le trafic maritime	91
4.5.2.6	La maîtrise des risques lors de la construction	93
4.6	L'exploitation et la maintenance	96
4.6.1	Fonctionnement en phase d'exploitation	96
4.6.1.1	La rotation des pales	96
4.6.1.2	Le système de commande	96
4.6.2	Activités de maintenance	96
4.6.2.1	Généralités	96
4.6.2.2	Maintenance courante	98
4.6.2.2.1	Maintenance des équipements émergés.....	98
4.6.2.2.2	Maintenance des équipements sous-marins.....	98
4.6.2.2.3	Maintenance du mât de mesure.....	98
4.6.2.2.4	Moyens logistiques	99
4.6.2.3	Maintenance lourde.....	100
4.6.3	Gestion des déchets	101
4.6.4	Proposition de règles de navigation au sein du parc	101
4.6.4.1	Phase de construction	101
4.6.4.1.1	Calendrier d'installation et enjeux liés à la sécurité maritime	101
4.6.4.1.2	Proposition de règles de restriction de navigation	104
4.6.4.2	Phase d'exploitation.....	105
4.6.4.2.1	Dispositions relatives à la Zone de Délimitation du parc	106
4.6.4.2.2	Dispositions relative à la Zone Réglementée de 2 NM.....	109
4.6.5	Balisage aéronautique du parc éolien	110
4.6.6	Balisage maritime du parc éolien.....	111
4.6.6.1	Plan de balisage maritime du parc éolien de Dieppe Le Tréport	112
4.6.6.1.1	Balisage de chaque « structure » du parc éolien	112
4.6.6.1.2	Balisage de certaines structures périphériques du parc éolien	113
4.6.6.1.3	Balisage électronique du parc éolien.....	113
4.6.6.1.4	Synthèse - plan de signalisation maritime du parc éolien de Dieppe - Le Tréport	114
4.6.6.2	Modalités de mise en œuvre et de maintenance des dispositifs.....	117
4.6.6.3	Signalisation du parc éolien en phase de construction - modalités de traitement de l'information nautique.....	117
4.6.6.3.1	Signalisation en phase de construction	117
4.6.6.3.2	Traitement de l'information nautique	118
4.6.7	Gestion de l'urgence maritime	118
4.7	Le démantèlement	121
4.7.1	Contexte réglementaire	121
4.7.2	Éléments à démanteler	122
4.7.3	Séquençage et port de démantèlement du parc éolien.....	122
4.7.3.1	Les câbles inter-éoliennes et leur enrochement	123
4.7.3.2	Les éoliennes.....	125
4.7.3.3	Le poste électrique en mer	127
4.7.3.4	Les fondations jacket.....	128

4.7.3.5	Le mât de mesure en mer	131
4.7.4	Planning général des opérations de démantèlement.....	131
4.7.5	Trafic maritime	132
4.7.6	Recyclage des éléments constituant le parc	133

5 Les bases d'exploitation et de maintenance 135

5.1	Base principale : Dieppe.....	137
5.1.1	Localisation	137
5.1.2	Opérations inscrites dans le cadre du projet	138
5.1.3	Modalités des travaux.....	139
5.1.3.1	Description des travaux maritimes	139
5.1.3.1.1	Travaux préparatoires	139
5.1.3.1.2	Renforcement et réparation des maçonneries de quai	139
5.1.3.1.3	Travaux de génie civil pour le renforcement du quai Lalitte et de la jetée est	141
5.1.3.1.4	Travaux de dragage et déroctage	143
5.1.3.1.6	Mise en place de pontons	150
5.1.3.2	Description des travaux d'aménagement.....	150
5.1.3.2.1	Aménagement des nouvelles infrastructures	150
5.1.3.2.2	Mise en place de grues fixes portuaires.....	151
5.1.3.3	Zones de chantier et de stockage des matériaux.....	151
5.1.3.3.1	Zones de chantier	151
5.1.3.3.2	Zones de stockage des matériaux et des engins de chantier	152
5.1.4	Planning	153
5.1.5	Principales caractéristiques de la phase opérationnelle du projet	153
5.3	Centres de contrôle.....	154
5.3.1.1	Centre de Contrôle Opérationnel du parc éolien (CCO)	154
5.3.1.1.1	Centre de Coordination Maritime	154
5.3.1.1.2	Centre de suivi technique d'exploitation du Parc (SCADA).....	155
5.3.1.2	Centre de Contrôle et d'Expertise (CCE)	155

6 Le raccordement électrique 157

6.1	Le tracé et la pose des câbles en pleine mer	159
6.1.1	Les caractéristiques de la liaison sous-marine	161
6.1.2	Les modes de protection possibles	161
6.1.2.1	L'ensouillage.....	162
6.1.2.2	Les protections externes	165
6.1.3	Le choix d'une protection adaptée au raccordement de Dieppe - Le Tréport	166
6.1.3.1	Les usages en milieu maritime et les risques associés.....	166
6.1.3.2	Estimation de la géologie des fonds marins.....	167
6.1.3.3	Estimation des mouvements sédimentaires	167
6.1.3.4	La protection adaptée au raccordement de Dieppe - Le Tréport.....	167
6.1.4	Les travaux de pose en mer de la liaison sous-marine	169

6.1.4.1	Première phase : travaux préparatoire.....	169
6.1.4.2	Deuxième phase: installation des câbles et protection	171
6.1.5	Les moyens maritimes	173
6.1.5.1	Moyens de pose	173
6.1.5.2	Moyens de support	174
6.1.5.3	Moyens annexes.....	175
6.1.6	Sécurité en mer durant les opérations	176
6.2	Arrivée à terre des câbles sous-marins: travaux à l'estran et atterrage.....	177
6.2.1	L'arrivée de la liaison sous-marine à l'estran	178
6.2.1.1	Opérations de génie civil à l'estran	179
6.2.1.2	Tirage des câbles	181
6.2.2	L'atterrage des câbles sous-marins	183
6.2.2.1	Cale à bateaux	184
6.2.2.2	Chambres de jonction d'atterrage	184
6.3	Exploitation et maintenance de la liaison sous-marine.....	185
6.3.1	Maintenance préventive et suivi de l'état de pose du câble.....	185
6.3.2	Maintenance curative	186
6.4	Démantèlement.....	187
6.4.1	Démantèlement de la liaison sous-marine de raccordement	187
6.4.1.1	Effets génériques du démantèlement d'une liaison sous-marine.....	187
6.4.1.1.1	Modalités techniques de dépose d'une liaison sous-marine	187
6.4.1.1.2	Aspects environnementaux du démantèlement.....	188
6.4.1.2	Effets génériques du maintien en l'état d'une liaison sous-marine	188
6.4.2	Nécessité de s'interroger sur le devenir de la liaison sous-marine	188
6.5	Description du tracé terrestre	189
6.5.1	Caractéristiques du câble souterrain 225 000 volts.....	190
6.5.2	Le pied de falaise	190
6.5.2.1	Pose et protection des câbles : fourreaux PEHD pleine terre	192
6.5.2.2	Emprise du chantier	192
6.5.2.3	Moyens utilisés.....	192
6.5.2.4	Durée des travaux.....	192
6.5.3	La remontée de falaise.....	193
6.5.3.1	Pose et protection des câbles.....	193
6.5.3.2	Moyens utilisés.....	195
6.5.3.3	Emprise du chantier	196
6.5.3.4	Durée des travaux.....	197
6.5.4	Le plateau de Penly	197
6.5.4.1	Pose et protection des câbles : fourreaux et PVC béton.....	197
6.5.4.2	Moyens utilisés.....	200
6.5.4.3	Emprise du chantier	200
6.5.4.4	Durée des travaux.....	200
6.6	Liaison souterraine 400 000 volts Grande Sole – Penly.....	200

6.6.1	Caractéristiques du câble souterrain 400 000 volts	200
6.6.2	La pose et protection des câbles : PEHD béton	201
6.6.3	Le forage dirigé	201
6.7	Exploitation de la liaison souterraine 225 000 volts et 400 000 volts	202
6.8	Futur poste de Grande Sole	202
6.8.1	Disposition générale	202
6.8.1.1	Description des équipements HT et BT	204
6.8.1.2	Gestion des eaux	207
6.8.1.3	Phytosanitaires	207
6.8.2	Description des travaux	207
6.8.3	Durée des travaux	208
6.8.4	Exploitation du poste de Grande Sole	208
6.9	Stratégies inadaptées	209
6.9.1	Raccordement sur le poste électrique 225 kV de Beauchamps	210
6.9.2	Raccordement sur la ligne 400 kV Argoeuvres-Penly	210
6.9.3	Atterrage à Saint-Martin Plage	211
6.9.4	Atterrage à Mesnil-Val Plage.....	211
6.9.5	Atterrage à Penly et passage de la liaison de raccordement dans l'enceinte du CNPE de Penly.	212
7	Phasage du programme	213
7.1.1	Calendrier prévisionnel du programme	215
7.1.2	Calendrier prévisionnel des travaux du projet de parc éolien	216
7.1.3	Calendrier prévisionnel des travaux du projet de raccordement	216
7.1.4	Calendrier prévisionnel des travaux des bases d'exploitation et de maintenance ...	218
8	Coûts estimatifs	219
8.1	Coût estimatif du projet de parc éolien en mer	221
8.2	Coût estimatif du projet de raccordement	221
8.3	Coût estimatif de la base d'exploitation et de maintenance de Dieppe.....	221

Table des illustrations

LISTE DES FIGURES

Figure 1 : Rte, acteur central du paysage électrique.....	19
Figure 2 : Prévision de consommation intérieure d'électricité en France selon les différents scénarios	24
Figure 3: Puissance cumulée des installations de parcs éoliens en mer en Europe jusqu'en 2015 .	29
Figure 4 : Localisation de la zone de l'appel d'offres du parc éolien de Dieppe - Le Tréport.....	35
Figure 5: Schéma du principe de raccordement	36
Figure 6 : Localisation du projet	37
Figure 7 : Secteurs de description de projet.....	38
Figure 8 : Vue générale des ports de maintenance	39
Figure 9 : Implantation des éoliennes, du poste électrique en mer et du mât de mesure.....	44
Figure 10: Emprise au sol d'une fondation jacket 4 pieds	46
Figure 11 : Emprise au sol d'un navire auto-élévateur 4 jambes	48
Figure 12 : Dimensions de l'installation fondation-éolienne	49
Figure 13 : Structure interne de la nacelle de l'éolienne.....	50
Figure 14 : Vue de profil d'une pale	52
Figure 15 : Schéma d'une fondation jacket à 4 pieux	53
Figure 16 : Tailles de fondation jacket et ajustement selon l'enfoncement des pieux	54
Figure 17 : Exemple d'une pièce de transition	55
Figure 18 : Distribution des anodes par courant imposé.....	57
Figure 19 : Schéma côté d'une fondation jacket 4 pieds d'une éolienne	59
Figure 20 : Câble	60
Figure 21: Chemin de câblage du parc éolien en mer	61
Figure 22: Zones du tracé des câbles inter-éoliennes nécessitant potentiellement un aplanissement des dunes	62
Figure 23 : Le poste électrique en mer et sa fondation	64
Figure 24 : Schéma côté d'une fondation jacket 4 pieds du poste électrique en mer.....	66
Figure 25 : Mât de mesure en mer	70
Figure 26 : Schéma côté d'une fondation jacket 3 pieds du mât de mesure en mer.....	71
Figure 27 : Positionnement des nivellements potentiels de 5 positions d'éoliennes	73
Figure 28 : Chargement des pieux	74
Figure 29 : Bateau élévateur à 4 jambes	74
Figure 30 : Cadre permettant l'installation des pieux d'une fondation Jacket	75
Figure 31 : Technique d'installation des pieux des fondations jackets	75
Figure 32 : Tête de forage rotative.....	77
Figure 33 : Chargement de fondation jacket.....	78
Figure 34 : Installation de la fondation jacket sur les pieux	78
Figure 35 : Installation d'une fondation jacket.....	79

Figure 36 : Câble sur un navire câblé	80
Figure 37 : Description de la pose du câble et de son ensouillage	81
Figure 38 : Navire câblé	82
Figure 39 : Transport de la fondation et de la plateforme du poste électrique en mer	83
Figure 40 : Principe d'installation du poste électrique et de sa fondation	84
Figure 41 : Poste électrique en mer	84
Figure 42 : Chargement des éléments de l'éolienne au port de maintenance lourde par un navire auto-élévateur	85
Figure 43 : Système de maintien des pales pour le transport	86
Figure 44 : Transport des éoliennes	86
Figure 45 : Montage en mer d'une éolienne	87
Figure 46 : Zones d'exclusion du scénario de base proposées pour la phase de construction	94
Figure 47 : Ports utilisés pendant la phase d'installation	95
Figure 48: Exemple de navires de transfert.....	99
Figure 49: Type de navires utilisé pour la maintenance lourde.....	100
Figure 50: Calendrier prévisionnel d'installation du parc éolien de Dieppe – Le Tréport.....	102
Figure 51: Illustration de co-activité d'installation maritime sur site en phase de construction : Installation simultanée de pieux, jackets et du poste électrique en mer	103
Figure 52: Illustration des types de risques présents sur site en phase de construction	104
Figure 53 : Zones proposées en phase d'exploitation pour la navigation	106
Figure 54 : Périmètres d'exclusion autour des éléments du parc éolien proposés en phase d'exploitation pour la pêche professionnelle	108
Figure 55 : Balisage réglementaire de chaque structure d'un parc éolien (ici la fondation d'une éolienne).....	113
Figure 56 : Balisage aéronautique et maritime d'une SPS et d'une SPI	115
Figure 57 : Plan de signalisation des structures du parc éolien en mer de Dieppe Le Tréport	117
Figure 58 :Textes réglementaires en matière de démantèlement	121
Figure 59 : Extracteur et ROV	124
Figure 60: Opérations de démantèlement des aérogénérateurs	126
Figure 61 : Exemple d'aire de stockage des composants.....	127
Figure 62 : Opérations de démantèlement de la plateforme du poste électrique en mer.....	128
Figure 63 : Outil inséré à l'intérieur d'un pied de fondation pour une découpe interne	129
Figure 64 : Découpe externe et vue des pieux laissés sur place	130
Figure 65 : Opérations de démantèlement des fondations	130
Figure 66 : Planning général du démantèlement	131
Figure 67 : Constituants du parc (répartis en fonction de leur masse)	133
Figure 68 : Photo du quai Lalitte.....	137
Figure 69 : Plan de localisation de la zone de projet	138
Figure 70 : Plan masse du projet	139
Figure 71 : Coupe type du quai Lalitte.....	142
Figure 72 : Localisation de la zone de dragage	144
Figure 73 : Bathymétrie de la zone de dragage	145

Figure 74 : Localisation de la zone hachurée à dérocter	147
Figure 75 : Localisation du site de rejet	148
Figure 76 : Localisation du site d'immersion pour les blocs de craie envisagé	149
Figure 77 : Etriers sur pieux battus	150
Figure 78 : Exemple de grues télescopiques inactives.....	151
Figure 79 : Zones de chantier.....	152
Figure 80 : Planning des travaux de la base principale.....	153
Figure 81 : Organigramme simplifié	154
Figure 82 : Tracé maritime	160
Figure 83 : Structure d'un câble sous-marin.....	161
Figure 84 : Ensouillage des câbles sous-marins	163
Figure 85 : exemple d'outils d'ensouillage des câbles	163
Figure 86 : Pelle rétro-caveuse, ici avec navire sablier et remorqueur (à gauche) Pelle mécanique sur barge (à droite)	164
Figure 87 : L'enrochement envisagé pour le projet.....	165
Figure 88 : Le matelas béton, autre protection externe possible	165
Figure 89 : fonte articulées -Source: Travocéan.....	166
Figure 90 : Modes de protection envisagés pour la liaison sous-marine.....	168
Figure 91 : Navire pour relevés géophysiques et UXO -	169
Figure 92 : Grappin pour enlever les débris.....	170
Figure 93 : Trailing suction hopper dredger (dragage par succion).....	171
Figure 94 : Exemple de J-Tube	172
Figure 95 : Illustration de l'installation et de la protection des câbles	173
Figure 96 : Illustration d'un navire d'installation des câbles.....	174
Figure 97 : Barge aménagée pour l'installation de câble en secteur côtier	174
Figure 98 : Moyen maritime pour le placement des roches sur un câble.....	175
Figure 99 : Exemple de navire de support.....	175
Figure 100 : Navire opérant des plongeurs (source : Mobimar) et navire de transfert.....	176
Figure 101 : Barge de travail Multica -Source : LD TravOcéan) et remorqueur.....	176
Figure 102 : Zones de l'estran et de l'atterrage du projet	177
Figure 103 : Secteurs de description	178
Figure 104 : Galet et cailloutis (à gauche), substrat rocheux (à droite).....	178
Figure 105 : Estran à marée haute.....	179
Figure 106 : Pelle rétro-caveuse (à gauche) et Pelle mécanique sur barge (à droite)	179
Figure 107 : Pelle sur chenille	180
Figure 108 : Tombereau	181
Figure 109 : Mise en place de flotteurs autour du câble durant la phase de tirage vers la cote	182
Figure 110 : Câble tiré par les pelleteuses du navire câblé vers la chambre d'atterrage	182
Figure 111 : Tirage au niveau de la chambre d'atterrage	182
Figure 112 : Exemple de couverture en béton ou en géotextile.....	183
Figure 113 : Vues sur la cale à bateau et le merlon.....	183

Figure 114 : Cale à bateau et merlon	184
Figure 115 : La cale à bateau de la zone d'atterrage	184
Figure 116 : Chambre de jonction d'atterrage	185
Figure 117 : Principe des études et contrôle de l'état de pose de l'ouvrage en mer	186
Figure 118 : Illustration d'une opération de maintenance curative	187
Figure 119 : Coupe d'un câble souterrain.....	190
Figure 120 : Vues du tracé sur le pied de falaise.....	191
Figure 121 : Coupe-type et pose en PEHD pleine terre	192
Figure 122 : Zone de la remontée de falaise	193
Figure 123 : Type d'ouvrage pouvant être construit afin d'installer des câbles 225 kV dans une pente.....	194
Figure 124 : Pelle araignée	196
Figure 125 : Atelier de forage.....	196
Figure 126 : La rue Tante Lucienne vers Penly et la rue Navarre.....	197
Figure 127 : Coupe type d'une liaison souterraine à deux circuits (cotes indicatives).....	198
Figure 128 : Illustration d'une liaison souterraine à deux circuits sous voirie	198
Figure 129 : Chambre de jonction pour une liaison composée d'un seul circuit 225 kV.....	199
Figure 130 : Coupe du câble	200
Figure 131 : Forage dirigé.....	201
Figure 132 : Illustration d'un poste électrique 225 000 volts	202
Figure 133 : Localisation du poste de Penly.....	204
Figure 134 : Disjoncteurs	205
Figure 135 : Sectionneurs.....	205
Figure 136 : Jeux de barres	206
Figure 137 : Autotransformateurs	206
Figure 138 : Travaux de génie civil	208
Figure 139 : Contrôle commande.....	208
Figure 140 : Localisation des stratégies de raccordement inadaptées de Beauchamps et Argoeuves-Penly	209
Figure 141 : Localisation des stratégies de raccordement inadaptées de Mesnil-Val, St Martin et de traversée du CNPE de Penly.....	211
Figure 142 : Calendrier du programme.....	215
Figure 143 : Calendrier prévisionnel du projet de parc éolien	216
Figure 144 : Calendrier prévisionnel du projet de raccordement électrique.....	217
Figure 145 : Planning RTE des travaux de raccordement électrique	217
Figure 146 : Calendrier prévisionnel des travaux des bases d'exploitation et de maintenance.....	218
Figure 147 : Calendrier des travaux de réalisation de la base d'exploitation et de maintenance du Syndicat Mixte du Port de Dieppe	218

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1 : Coordonnées de la zone de l'appel d'offres parc éolien de Dieppe – Le Tréport	35
Tableau 2 : Caractéristiques générales du parc éolien en mer.....	43
Tableau 3 : Caractéristiques du schéma d'implantation du parc	44
Tableau 4 : Emprise au sol des éléments constitutifs du parc éolien en mer en phase d'exploitation	45
Tableau 5 : Emprise au sol du parc éolien en mer en phase de construction	47
Tableau 6 : Caractéristiques générales des éoliennes	49
Tableau 7 : Caractéristiques de la nacelle des éoliennes	50
Tableau 8 : Caractéristiques du mât des éoliennes	51
Tableau 9 : Caractéristiques du rotor des éoliennes	51
Tableau 10 : Caractéristiques des pieux des fondations jacket.....	52
Tableau 11 : Caractéristiques des fondations jacket	54
Tableau 12 : Caractéristiques des câbles inter-éoliennes.....	60
Tableau 13: Caractéristiques du chemin de câblage	61
Tableau 14: Caractéristiques de la fondation du poste électrique en mer	65
Tableau 15: Caractéristiques de la plateforme du poste électrique en mer	67
Tableau 16: Caractéristiques du mât de mesure en mer	71
Tableau 17 : Planning prévisionnel de construction	91
Tableau 18: Scénario du trafic maritime sur la zone du projet (scénario de base)	91
Tableau 19 : règles de navigation au sein de la Zone de Délimitation du parc.....	107
Tableau 20 : Balisage aéronautique des éoliennes	110
Tableau 21 : Balisage aéronautique du poste électrique.....	110
Tableau 22 : Balisage aéronautique du mât de mesures (source : EMDT)	111
Tableau 23: Etape de dépose du câble	124
Tableau 24 : Etapes de dépose des éoliennes.....	126
Tableau 25: Etapes de dépose du poste électrique en mer	128
Tableau 26 : Etapes de dépose des fondations jacket.....	129
Tableau 27 : Scénario du trafic maritime sur la zone du projet (scénario de base)	132
Tableau 28 : Filières de recyclage des principaux matériaux (hors fondation)	134
Tableau 29 : Filières de recyclage des principaux matériaux de la fondation.....	134
Tableau 30 : Résultats de l'analyse des sédiments au niveau du poste à quais	143

1 Introduction



1.1 Contexte

Le plan de développement des énergies renouvelables de la France issu du Grenelle de l'environnement et présenté le 17 novembre 2008 vise à augmenter de 20 millions de tonnes équivalent pétrole (Mtep) la production annuelle d'énergies renouvelables pour porter la part des énergies renouvelables à au moins 23 % de la consommation d'énergie finale d'ici à 2020. Cet objectif a été inscrit dans la loi n°2009-967 du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement. Ce plan, décliné par le Grenelle de la mer, prévoit le développement de 6 000 MW d'installations éoliennes en mer et d'énergies marines en France à l'horizon 2020. Ces objectifs sont rappelés dans la loi de transition énergétique (loi du 17 août 2015) qui vise pour l'éolien en mer posé à l'horizon 2023, un objectif de 3 000 MW en puissance installée et de 6 000 MW en volume de projets qui auront été attribués par appel d'offre.

Dans ce cadre, et suite à la mise en place d'« instances de concertation et de planification » visant à identifier des zones propices au développement de l'éolien en mer, au regard des enjeux techniques, réglementaires, environnementaux et socio-économiques, le gouvernement a lancé en mars 2013 un deuxième appel d'offres pour la réalisation de parcs éoliens en mer répartis sur deux zones et portant sur une puissance maximale totale de 1 000 mégawatts : Le Tréport et Îles d'Yeu et Noirmoutier.

Le cahier des charges de cet appel d'offres désigne RTE comme maître d'ouvrage et maître d'œuvre des études et de la réalisation du raccordement de chaque zone de production, le poste électrique pour chaque projet étant localisé en mer sous maîtrise d'ouvrage du consortium lauréat de l'appel d'offres.

Le 7 mai 2014, le site Le Tréport en Seine-Maritime a été attribué au Consortium GDF SUEZ (désormais Engie) – EDPR – Neoen Marine (désormais Caisse des Dépôts) pour une puissance nominale de 496 MW. L'autorisation d'exploiter ce projet a été transférée à la société « Eoliennes en mer Dieppe-Le Tréport » (EMDT).

Ce projet de parc ainsi que les ouvrages nécessaires à son exploitation (raccordement, base d'exploitation et de maintenance) constituent un programme, soumis à étude d'impact sur l'environnement.

Cette étude d'impact environnemental du programme a été réalisée et organisée en plusieurs documents présentés ci-après :

- ▶ Document 1 : Résumé non technique du programme ;
- ▶ **Document 2 : Présentation technique du programme ;**
- ▶ Document 3 : Etude d'impact environnemental du parc éolien en mer ;
- ▶ Document 4 : Etude d'impact environnemental du raccordement du parc éolien au réseau électrique à terre ;
- ▶ Document 5 : Etude d'impact environnemental de la base d'exploitation et de maintenance de Dieppe;
- ▶ Document 6 : Effets et impacts du programme.

Le présent document (Document 2) comprend la description de chacun des projets du Programme.

1.2 Maîtres d'ouvrages du programme

1.2.1 Eoliennes en mer Dieppe Le Tréport (EMDT)

La société Eoliennes en mer Dieppe – Le Tréport (EMDT), société par action simplifiée, dont l'actionariat est constitué des sociétés ENGIE, EDP Renewables et de la Caisse des dépôts.



Acteur mondial de l'énergie, Engie est le premier producteur éolien terrestre en France, en Belgique et au Portugal. Il est aussi un acteur des énergies marines renouvelables, tant dans l'éolien en mer (attributaire du projet Mermaid en Belgique – 450 MW) que dans le domaine de l'hydrolien). Producteur de gaz naturel offshore, il dispose d'une expertise dans la construction et l'exploitation d'installations en haute mer.



Premier énergéticien portugais, le groupe EDP (Energias de Portugal) est, via sa filiale EDP Renewables (EDPR), le troisième producteur éolien terrestre en France et dans le monde. Il exploite depuis trois ans un démonstrateur éolien flottant de 2 MW au large du Portugal. Il est développeur et futur opérateur de sites éoliens en mer en Ecosse.



La Caisse des Dépôts et ses filiales constituent un groupe public, investisseur de long terme au service de l'intérêt général et du développement économique des territoires. Sa mission a été réaffirmée par la loi de modernisation de l'économie du 4 août 2008. Reconnu pour son expertise dans la gestion de mandats, le Groupe concentre son action sur quatre transitions stratégiques pour le développement à long terme de la France : les transitions territoriale, écologique et énergétique, numérique et démographique.

EMDT est détentrice de l'autorisation d'exploiter sur le lot n° 1 délivrée suite à l'appel d'offres de l'Etat n°2013/S 054-08841 portant sur la construction et l'exploitation de deux installations éoliennes de production d'électricité implantées en mer en France métropolitaine.

EMDT a pour objet, le financement, la conception, le développement, la construction, la propriété, l'exploitation, l'entretien, la maintenance et le démantèlement d'installations de production d'électricité de source éolienne installées en mer, ainsi que la commercialisation de ladite production d'électricité ; de procéder directement ou indirectement, par voie de prises de participations sous forme de souscription, d'achats de titres ou droits sociaux, de création de sociétés et de groupements nouveaux, d'apport, de commandite, de fusion, d'alliance, d'association en participation ou de prise ou de dation en location ou location-gérance de tous biens et autres droits.

1.2.2 Réseau de transport d'électricité (RTE)

1.2.2.1 Des missions définies par la loi

La loi a confié à RTE la gestion du réseau public de transport d'électricité français. Entreprise au service de ses clients, de l'activité économique et de la collectivité, elle a pour mission

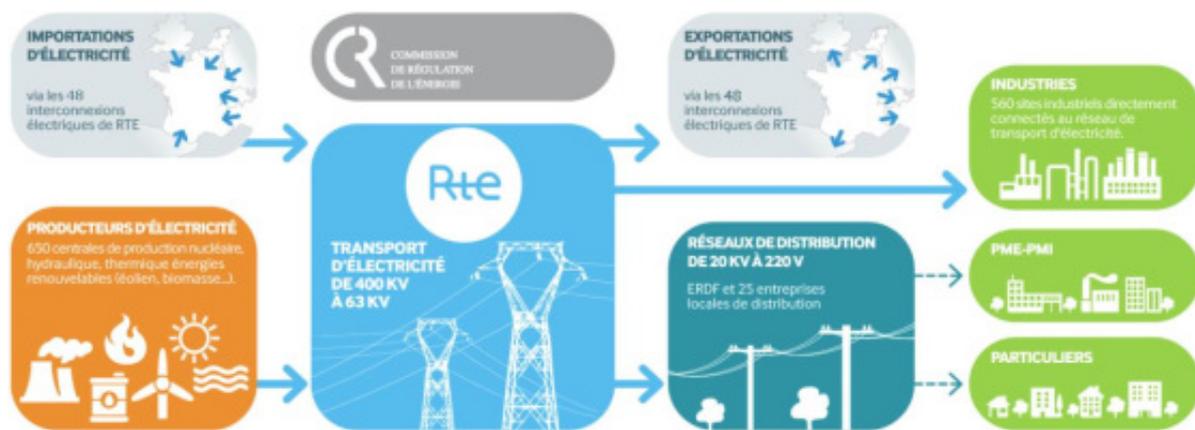
l'exploitation, la maintenance et le développement du réseau haute et très haute tension afin d'en assurer le bon fonctionnement.

Rte est chargé des 105 448 km de lignes haute et très haute tension et des 48 lignes transfrontalières (appelées "interconnexions").

Rte achemine l'électricité entre les fournisseurs d'électricité et les consommateurs, qu'ils soient distributeurs d'électricité ou industriels directement raccordés au réseau de transport quelle que soit leur zone d'implantation. Il est garant du bon fonctionnement et de la sûreté du système électrique quel que soit le moment.

Rte garantit à tous les utilisateurs du réseau de transport d'électricité un traitement équitable dans la transparence et sans discrimination.

Figure 1 : Rte, acteur central du paysage électrique



Source : RTE, 2014

En vertu des dispositions du code de l'énergie, Rte doit assurer le développement du réseau public de transport pour permettre à la production et à la consommation d'électricité d'évoluer librement dans le cadre des règles qui les régissent. A titre d'exemple, tout consommateur peut faire évoluer à la hausse et à la baisse sa consommation : Rte doit adapter constamment le réseau pour maintenir l'équilibre entre la production et la consommation.

1.2.2.2 Assurer un haut niveau de qualité de service

Rte assure à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau en équilibrant l'offre et la demande. Cette mission est essentielle au maintien de la sûreté du système électrique.

Rte assure à tous ses clients l'accès à une alimentation électrique économique, sûre et de bonne qualité. Cet aspect est notamment essentiel à certains process industriels qui, sans cette qualité, disparaîtraient.

Rte remplit donc des missions essentielles au pays. Ces missions sont placées sous le contrôle des services du ministère chargé de l'énergie et de l'environnement, et de la commission de régulation de l'énergie. En particulier, celle-ci vérifie par ses audits et l'examen du programme d'investissements de Rte, que ces missions sont accomplies au coût le plus juste pour la collectivité.

1.2.2.3 Accompagner la transition énergétique et l'activité économique

A partir de l'horizon dix ans, d'importants défis seront à relever à l'échelle mondiale et par la suite au niveau de chaque pays. Les enjeux de la transition énergétique soulignent la nécessité d'avoir une plus grande sobriété énergétique et de se tourner vers d'autres sources d'approvisionnement que les énergies fossiles. La lutte contre le réchauffement climatique donne à ces préoccupations une importance accrue.

Au regard tant du nombre d'acteurs impliqués que des enjeux économiques, les principaux efforts de la transition énergétique portent sur la maîtrise de la demande et l'adaptation des besoins du réseau.

En l'absence de technologies de stockage décentralisé suffisamment matures pour être disponibles à la hauteur des besoins, le réseau de transport d'électricité continuera d'assurer dans la transition énergétique, la mutualisation des aléas et par la suite la sécurisation et l'optimisation de l'approvisionnement électrique. Cela nécessitera que Rte développe de manière importante le réseau pendant les dix années à venir ; ainsi plus de dix milliards d'euros devront-ils être investis durant cette période pour contribuer à relever les défis du système électrique.

A cet égard, Rte est un acteur important du développement économique, comme le montre l'investissement annuel d'1,5 milliard d'euros comparé aux 258,1 milliards d'euros investis par l'ensemble des entreprises non financières en 2014 (source INSEE, investissement par secteur en 2014). De plus, dans le domaine des travaux liés à la réalisation des ouvrages, on estime que les retombées locales en termes d'emploi représentent 25 à 30% du montant des marchés.

1.2.2.4 Assurer une intégration environnementale exemplaire

Rte assure l'entretien du réseau, son renforcement et son développement en veillant à réduire son impact environnemental.

Rte s'engage à concilier essor économique et respect de l'environnement : bonne intégration du réseau, économie des ressources, nouvelles technologies et préservation du milieu naturel. Des informations complémentaires sont disponibles sur le site : www.rte-france.com

1.2.3 Syndicat mixte du port de Dieppe (SMPD)

Le Syndicat Mixte du Port de Dieppe assure l'aménagement et la gestion du port de Dieppe. Il regroupe quatre collectivités :

- ▶ la Région Normandie ;
- ▶ le Département de la Seine-Maritime ;
- ▶ l'Agglomération Dieppe-Maritime ;
- ▶ la Ville de Dieppe.

Le Syndicat Mixte du Port de Dieppe valorise le Transmanche, le commerce maritime, la pêche artisanale, la plaisance, la réparation navale et l'éolien en mer.

2 Contexte et objectifs du programme



2.1 Préambule

Le projet de parc éolien en mer de Dieppe – Le Tréport s'inscrit dans le plan de développement des énergies renouvelables du Grenelle de l'environnement.

Par un avis publié le 16 mars 2013 au Journal Officiel de l'Union Européenne (JOUE), l'État a lancé l'appel d'offres n°2013/S 054-08841 portant sur la construction et l'exploitation de deux installations éoliennes de production d'électricité implantées en mer en France métropolitaine (voir Annexe 3). Chacune de ces installations constitue un lot de l'appel d'offres réparti comme suit : le lot n°1 correspond à la zone de Dieppe – Le Tréport pour une puissance maximale de 500 MW* ; le lot n°2 correspond aux zones des Iles d'Yeu et Noirmoutier pour une puissance maximale de 500 MW.

Le cahier des charges fixant les exigences à respecter par les candidats a été publié le 18 mars 2013 (voir Annexe 2). Celui-ci définit :

- ▮ Le périmètre géographique précis des parcs : concernant le projet de parc éolien en mer de Dieppe - Le Tréport, présenté dans ce dossier, la zone du parc se situe dans la Manche, à la jonction des côtes haut-normande et picarde, à 15 km du Tréport, 16 km de Dieppe et environ 35 km de Saint-Valéry-en-Caux au sud et de Berck au nord, sur une surface de 110 km² ;
- ▮ Une puissance minimale de 480 MW et maximale de 500 MW¹ à installer (pour chaque parc) ;
- ▮ Les conditions de raccordement au réseau de transport d'électricité ;
- ▮ Un calendrier de réalisation précis.

Sur la base de critères relatifs au prix d'achat de l'électricité, à la qualité du projet industriel, au respect de l'environnement et des activités existantes, la société Eoliennes en Mer Dieppe Le Tréport, constituée de trois actionnaires Engie à 47%, EDP Renewables Europe à 43% et Neoen Marine (rachetée par la Caisse des Dépôts en avril 2016) à 10% a été désignée lauréate pour les deux sites. Cette décision a été notifiée le 3 juin 2014 par la Ministre de l'Ecologie, du Développement Durable et de l'Energie.

2.2 Le contexte énergétique

2.2.1 La demande énergétique : son évolution dans le monde et en France

Entre 1973, date du premier choc pétrolier, et 2011, la consommation d'énergie au niveau mondial a augmenté de près de 91%, passant de 4 674 millions de tonnes équivalent pétrole* (Mtep*) à 8 918 Mtep. En moins de 40 ans, la consommation mondiale d'énergie a donc presque doublé². L'Agence internationale de l'énergie (AIE) estime qu'elle pourrait croître de plus de 30% de 2011 à 2035 (scénario médian³).

¹ Méga Watt (10⁶ watt). Le watt est l'unité de mesure de la puissance électrique

² Les ressources fossiles (pétrole, gaz, charbon) représentent 81% de la production énergétique, les ressources fossiles (nucléaire) 6% et les énergies renouvelables 13%.

³ International Energy Agency, "Key World Energy Statistics", 2013.

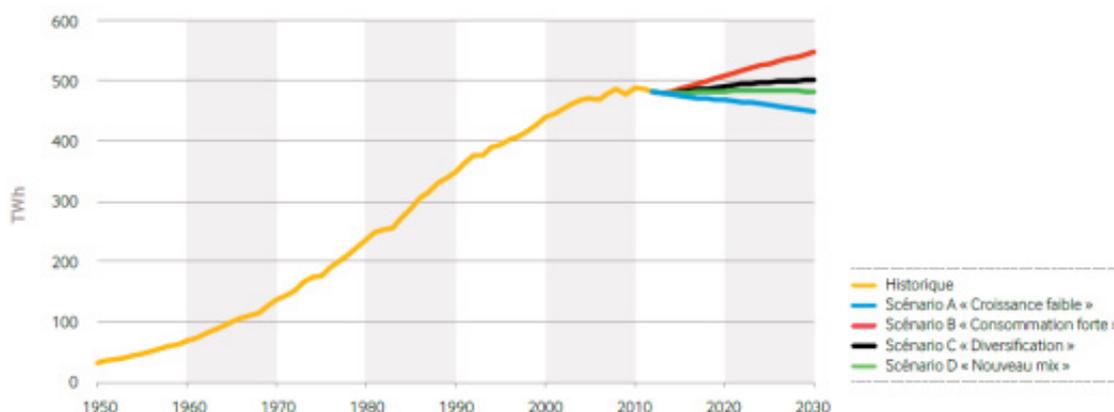
En France, Rte, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité, indique que la consommation d'électricité, corrigée des variations climatiques, croît légèrement de 0,5% en 2015 après trois années de stabilité pour atteindre 476,3TWh*.

La consommation française de 2015 est portée par des industries telles que l'automobile et la métallurgie (+5% de consommation). Avec un parc solaire et éolien ayant produit 25% d'énergie verte supplémentaire, et la fermeture d'un tiers des centrales de production fonctionnant au charbon, la transition énergétique poursuit son développement.

Dans ses prévisions à long terme, Rte a élaboré 4 scénarios (A: Croissance faible ; B : Consommation forte ; C : Diversification ; D : Nouveau Mix). En fonction de ces scénarios, Rte prévoit que la consommation d'électricité en France pourra se tasser (447,8 TWh en 2030 dans le scénario A) ou continuera de croître en 2030 pour atteindre 481,1 TWh dans le scénario D et 545,8 TWh dans le scénario B⁴.

Figure 2 : Prévion de consommation intérieure d'électricité en France selon les différents scénarios

Consommation annuelle par scénario prospectif



Source : RTE, 2014

2.2.2 L'intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique français

2.2.2.1 Les objectifs européens

2.2.2.1.1 Le paquet énergie-climat 2020

Afin d'atteindre l'« objectif stratégique » de limiter à 2°C le réchauffement planétaire, le Conseil européen a approuvé, dans ses conclusions des 8 et 9 mars 2007⁵, les propositions de la Commission européenne, dites « 3 fois 20 », engageant à échéance de 2020 l'Union européenne à :

- ▶ Réduire ses émissions de gaz à effet de serre d'au moins 20% par rapport aux émissions de 1990 ;
- ▶ Porter à 20 % la part d'énergies renouvelables dans sa consommation énergétique totale ;

⁴ RTE, "Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France édition 2014", page 178, 2014.

⁵http://www.consilium.europa.eu/ueDocs/cms_Data/docs/pressData/fr/ec/93141.pdf

- ▶ Accroître de 20 % l'efficacité énergétique par rapport aux projections pour l'année 2020.

Adopté par le Parlement européen le 17 décembre 2008, le paquet « énergie-climat » traduit ces engagements à travers 3 ensembles de mesures :

- ▶ Le renforcement du système communautaire d'échange de quotas d'émission de gaz à effet de serre, en parallèle d'un objectif de réduction des émissions des secteurs ne participant pas au système de quotas (bâtiment, transports terrestres,...) ;
- ▶ L'adoption d'objectifs contraignants, visant à augmenter la part d' énergie renouvelable dans la consommation d' énergie, tout en tenant compte des besoins et possibilités spécifiques à chaque Etat membre ;
- ▶ La définition de nouvelles règles pour le captage et le stockage du carbone, et pour les aides en faveur de la protection de l'environnement.

Le paquet "énergie-climat" s'est ainsi traduit pour la **France par l'adoption de l'objectif contraignant de 23% d'énergie renouvelable dans la consommation d'énergie finale* à l'horizon 2020⁶.**

2.2.2.2 Le paquet énergie-climat 2030

L'adoption d'un nouveau cadre stratégique pour la politique européenne de l'énergie et du climat permettra de répondre aux enjeux climatiques et de sécurité énergétique pour la période 2020-2030.

La Commission Européenne a présenté ce nouveau cadre stratégique en janvier 2014: le « paquet énergie-climat 2030 », qui a abouti à l'accord du Conseil européen, le 23 octobre 2014. Il repose sur les piliers suivants⁷ :

- ▶ La réduction d'au moins 40 % des émissions domestiques de gaz à effet de serre par rapport au niveau de 1990 ;

L'adoption d'un nouvel objectif contraignant pour l'ensemble de l'Union européenne fixant à 27 % la part des énergies renouvelables en 2030 ; Un objectif indicatif global d'amélioration de l'efficacité énergétique d'au moins 27%.

2.2.3 La politique énergétique nationale

2.2.3.1 La loi de programme d'orientation sur l'énergie

L'adoption de la loi de programme fixant les orientations de la politique énergétique le 13 juillet 2005 a été une étape essentielle dans le développement d'une politique énergétique visant à garantir l'indépendance stratégique de la nation et à favoriser sa compétitivité économique.

Issue d'un long processus engagé en janvier 2003 avec le débat national sur les énergies, la loi de programme fixe les 4 grands objectifs de la politique énergétique française et les moyens à mettre en œuvre pour y parvenir :

- ▶ Contribuer à l'indépendance énergétique nationale et garantir la sécurité d'approvisionnement ;

⁶ Cette proportion était de 12% en 2008.

⁷ http://europa.eu/rapid/press-release_IP-14-54_fr.htm

- ▶ Assurer un prix compétitif de l'énergie ;
- ▶ Préserver la santé humaine et l'environnement, en particulier en luttant contre l'aggravation de l'effet de serre ;
- ▶ Garantir la cohésion sociale et territoriale en assurant l'accès de tous à l'énergie.

L'Etat a défini 4 axes majeurs pour atteindre ces objectifs :

- ▶ Maîtriser la demande d'énergie ;
- ▶ Diversifier les sources d'approvisionnement énergétique ;
- ▶ Développer la recherche dans le domaine de l'énergie ;
- ▶ Assurer des moyens de transport et de stockage de l'énergie adaptés aux besoins.

La loi de programme constitue donc une étape essentielle dans la définition de la stratégie nationale en matière de politique énergétique. Elle a également ouvert la voie au Grenelle de l'environnement qui s'est tenu en 2007.

2.2.3.2 Le Grenelle de l'environnement

Lancé le 6 juillet 2007, le Grenelle de l'environnement, par ses conclusions rendues le 25 octobre 2007, a permis d'élaborer le projet de loi de programmation relatif à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement.

Dans ce cadre, le plan de développement des énergies renouvelables de la France a fixé l'objectif d'atteindre en 2020, 23% d'énergies renouvelables dans la consommation totale d'énergie finale. Cet objectif a été inscrit dans la loi du 3 août 2009 de programmation relative à la mise en œuvre du Grenelle de l'environnement.

Déclinés par l'arrêté du 15 décembre 2009 relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité, les objectifs de développement de la production électrique en France pour les énergies éoliennes et marines, en termes de puissance totale installée sont les suivants : 25 GW* au 31 décembre 2020, dont 19 GW à partir de l'énergie éolienne à terre et 6 GW à partir de l'énergie éolienne en mer et des autres énergies marines⁸.

2.2.3.3 Le débat national et la loi de programmation sur la transition énergétique

Le débat national sur la transition énergétique qui s'est tenu du 29 novembre 2012 au 18 juillet 2013 a servi de cadre à l'élaboration de la loi de programmation sur la transition énergétique, dont le projet de loi a été présenté par la Ministre de l'Ecologie, du Développement durable et de l'Energie le 18 juin 2014. Ce « projet de loi relatif à la transition énergétique pour la croissance verte » a été adopté le 14 octobre 2014 en première lecture par l'Assemblée nationale.

La loi de programmation « fixe les objectifs, trace le cadre et met en place les outils nécessaires à la construction [...] d'un nouveau modèle énergétique français plus diversifié, plus équilibré, plus sûr et plus participatif⁹ ».

Elle s'articule autour des deux grands axes suivants :

⁸L'arrêté fixe également les objectifs de développement de la production électrique en France pour le solaire, l'hydraulique, la biomasse, les biogaz et biocarburants.

⁹L'arrêté fixe également les objectifs de développement de la production électrique en France pour le solaire, l'hydraulique, la biomasse, les biogaz et biocarburants.

- ▶ Les économies d'énergies ;
- ▶ Le développement des énergies renouvelables.

Dans cette perspective, la loi fixe les nouveaux grands objectifs pour les années à venir :

- ▶ Porter la production d'énergie renouvelable à 23% de la consommation énergétique finale en 2020 et 32 % en 2030 ;
- ▶ La réduction de la consommation d'énergies fossiles de 30% en 2030 (par rapport à 2012) ;
- ▶ La diminution la consommation d'énergie de 50% à l'horizon 2050 par rapport à 2012.
- ▶ La réduction de 40 % de nos émissions de gaz à effet de serre entre 1990-2030 ;
- ▶ La diminution de la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025.

Outre la fixation de ce nouvel objectif plus ambitieux, de 32% de production d'énergie renouvelable en 2030, la loi veut également simplifier et clarifier le cadre administratif et procédural pour le développement des projets d'énergies marines renouvelables.

2.2.3.4 La COP21 et l'Accord de Paris

Initié en septembre 2014 par Ban Ki-Moon, le Secrétaire Général des Nations-Unies, au Sommet Climat de New-York, le Plan d'action Lima-Paris a abouti à la signature de l'Accord de Paris.

Lors de la COP21, les Chefs d'Etat et de gouvernement ont donné une impulsion pour mobiliser la société civile. En 8 jours, 70 engagements ont été pris pour accélérer la transition vers une économie bas-carbone.

Le 12 décembre 2015, l'Accord de Paris a été adopté par consensus par l'ensemble des 195 parties. L'Accord de Paris et les résultats de la conférence climatique de l'ONU (COP21) couvrent les domaines suivants :

- ▶ Atténuation - réduire les émissions suffisamment vite pour atteindre l'objectif de température ;
- ▶ Un système de transparence et de bilan mondial - comptabilité de l'action climatique ;
- ▶ Adaptation - renforcer la capacité des pays à faire face aux impacts climatiques ;
- ▶ Pertes et dommages - renforcer la capacité à se remettre des impacts climatiques ;
- ▶ Soutien - dont les financements pour que les nations construisent des avenir propres et résilients.

Après son adoption par la COP (Conférence des Parties), l'Accord de Paris a été déposé aux Nations Unies à New York et ouvert le 22 avril 2016, Journée de la Terre-Mère, pour une durée d'un an afin d'être signé. L'accord entrera en vigueur après que 55 pays comptant pour au moins 55% des émissions mondiales auront déposé leurs instruments de ratification.

2.3 Le développement de l'éolien en mer

2.3.1 L'éolien en mer en Europe

Depuis le début des années 2000, la montée en puissance des énergies renouvelables, et notamment de l'énergie issue de la production d'éoliennes en mer, est particulièrement importante en Europe. En 12 ans la capacité éolienne en mer installée en Europe a été multipliée par 20 passant de 532 MW en 2003 à 11 027 MW en 2015.

En 5 ans, la puissance moyenne des éoliennes a augmenté de 40% (passant de 3 MW en 2010 à 4,2 MW en 2015) ce qui a permis d'augmenter significativement la puissance installée par parc. Ainsi, la puissance moyenne des parcs éoliens en mer, d'environ 70 MW en 2003 atteint 337,9 MW en 2015 (EWEA¹⁰, 2016).

A la fin de l'année 2015, on comptait ainsi en Europe 84 parcs installés répartis dans 11 pays pour une capacité de 11 027 MW représentant 3 230 éoliennes¹¹. Avec des conditions de vent normales, la production d'électricité de ces parcs s'élève à 40,6 TWh par an, soit 1,5% de la consommation européenne totale d'électricité. Toujours selon l'*European Wind Energy Association*, et compte tenu de l'évolution des volumes en construction autorisés et planifiés dans l'éolien en mer en Europe :

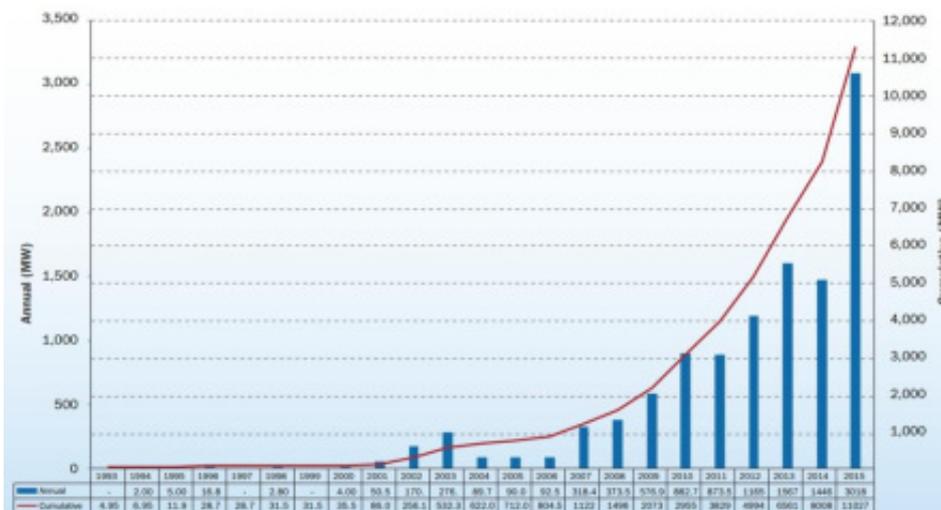
- ▶ La puissance installée de l'éolien en mer pourrait passer de 6 500 MW à 40 000 MW entre 2013 et 2020, produisant ainsi 4% de la demande européenne d'électricité par an;
- ▶ D'ici 2030, la capacité installée de l'éolien en mer pourrait atteindre 150 GW.

Les parcs se concentrent en mer Baltique et en mer du Nord avec en première position le Royaume-Uni (5 061 MW), suivi de l'Allemagne (3 295) et du Danemark (1 271 MW).

¹⁰ European Wind Energy Association

¹¹ European Wind Energy Association (EWEA), "The European offshore wind industry – key trends and statistics 2015", janvier 2016.

Figure 3: Puissance cumulée des installations de parcs éoliens en mer en Europe jusqu'en 2015



Source : EWEA, 2016

2.3.2 L'éolien en mer en France

La France peut jouer un rôle significatif dans le développement des énergies marines. Avec ses trois façades maritimes, elle possède le deuxième gisement éolien en mer en Europe. Par ailleurs, elle dispose d'un savoir-faire maritime et industriel reconnu. La France s'est donc fixée comme objectif lors du Grenelle de l'environnement, l'implantation de 6 000 MW en mer en 2020.

A cette fin, les pouvoirs publics ont prévu de sélectionner à l'échelle nationale une dizaine de « zones propices » à leur développement et de lancer des appels d'offres.

Le premier appel d'offres, initié par l'Etat et mis en œuvre par la Commission de régulation de l'énergie (CRE*) en juillet 2011, a retenu, en avril 2012, quatre parcs éoliens au large des côtes françaises, pour une puissance installée de près de 2 GW¹².

Les deux zones du deuxième appel d'offres ont fait l'objet d'une concertation approfondie entre 2009 et 2011 menée au niveau local sous l'égide des Préfets de région et des Préfets maritimes.

Lancé le 16 mars 2013, le deuxième appel d'offres portait sur deux zones, la première au large du Tréport, la seconde entre les îles d'Yeu et de Noirmoutier pour une capacité totale installée de 1 000 MW.

Par notification reçue le 3 juin 2014, la Ministre de l'Ecologie, du Développement durable et de l'Energie a désigné le groupement formé par GDF SUEZ Futures Energies (désormais dénommée Engie Futures Energies), EDP Renewables Europe et Neoen Marine (désormais Eolien en Mer Participations filiale de la Caisse des dépôts) et leurs filiales Eoliennes en Mer Dieppe Le Tréport et Eoliennes en Mer Iles d'Yeu et de Noirmoutier, lauréat des deux zones soumises à appel d'offres.

¹² Il s'agit des parcs de Fécamp (Seine-Maritime ; puissance de 498 MW), de Courseulles-sur-Mer (Calvados ; puissance de 450 MW), de Saint-Brieuc (Côtes d'Armor ; puissance de 496 MW) et de Saint-Nazaire (Loire-Atlantique ; puissance de 480 MW).

2.4 Les enjeux énergétiques locaux

Le projet de parc éolien en mer de Dieppe – Le Tréport est situé à la jonction des côtes normande et picarde. Il convient donc de préciser les enjeux énergétiques liés à ces deux régions.

2.4.1 La région Normandie

Depuis le 1^{er} janvier 2016, la Normandie est officiellement composée de l'union des deux anciennes régions Basse-Normandie et Haute-Normandie. Elle reste une région de taille réduite, occupant le 10^e rang des 13 régions avec sa superficie de seulement 30 000 km².

Avec 3 centrales nucléaires et 1 centrale thermique, la région Normandie assure 14,2% de la production d'électricité nationale (76.844 GWh 2014). Elle produit en outre 1.803 GWh d'énergie renouvelable (2014) dont 58% sont d'origine éolienne.

Pour maintenir son niveau d'excellence dans le domaine énergétique, la région s'est fortement engagée dans la filière des énergies renouvelables. Avec trois projets de parcs éoliens en mer de près de 500 MW chacun, plusieurs sites industriels, portuaires et de maintenance de grande envergure et un centre de recherche international, la Normandie est la première région française pour le déploiement de l'éolien en mer.

Au niveau régional, la politique énergétique et environnementale se traduit par le plan climat énergies de l'ancienne région Haute-Normandie, adopté le 25 juin 2007. Le plan s'appuie sur les quatre priorités suivantes:

- ▶ Favoriser la maîtrise des consommations et l'efficacité énergétique en Haute-Normandie dans toutes les politiques sectorielles ;
- ▶ Responsabiliser les acteurs économiques et les consommateurs pour encourager les économies d'énergie ;
- ▶ Développer l'autonomie énergétique par la production décentralisée et par le recours aux sources d'énergies inépuisables (solaire, éolienne) ou renouvelables (biomasse...) ;
- ▶ Conforter le rôle de leader de la Haute-Normandie dans la production d'énergie.

Ce plan a été suivi par l'adoption le 18 mars 2013 du schéma régional climat air énergie (SRCAE*) fixant les orientations et les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre à l'ensemble des acteurs du territoire régional aux horizons 2020 et 2050. Le SRCAE fixe en particulier les objectifs suivants :

- ▶ Contribuer à l'atténuation du changement climatique par une réduction des émissions de gaz à effet de serre de plus de 20 % à l'horizon 2020, et l'atteinte du Facteur 4 d'ici 2050 ;
- ▶ Réduire la consommation d'énergie du territoire de 20 % à l'horizon 2020 et de 50 % à l'horizon 2050 ;
- ▶ Multiplier par trois la production d'énergie renouvelable sur le territoire afin d'atteindre un taux d'intégration de 16 % de la consommation d'énergie finale en 2020.

Les grandes orientations et les objectifs de ce plan ont été repris, en 2013, dans le plan climat énergie territorial adopté par le département de la Seine-Maritime.

La Normandie est une région pionnière pour le développement de l'éolien en mer. En 2010, la société La Compagnie du Vent était à l'initiative du premier débat public éolien en mer pour le projet des Deux Côtes. En 2011, deux zones situées respectivement au large de Fécamp et de Courseulles-sur-Mer ont été attribuées au consortium EDF EN – WPD Offshore – DONG Energy (remplacé désormais par la société Enbridge) dans le cadre du premier appel d'offres éolien en mer lancé par l'Etat. Le projet de Fécamp comprend 83 éoliennes Haliade™ 150-6MW, pour une puissance totale de 498 MW. Le projet de Courseulles-sur-Mer comprend 75 éoliennes Haliade™ 150-6MW, pour une puissance totale de 450 MW. Ces projets ont été soumis à enquête publique et ils ont reçu leurs autorisations au titre de la loi sur l'eau respectivement les 22 avril et 10 juin 2016.

2.4.2 La région Hauts-de-France

Créée à la suite de la réforme territoriale de 2014, par fusion du Nord-Pas-de-Calais et de la Picardie, la région des Hauts-de-France s'étend sur 31 813 km² (soit 5,8% du territoire français). Avec près de 6 millions d'habitants, la nouvelle région se classe 3^{ème} parmi les régions françaises les plus peuplées (population au 1^{er} janvier 2013).

La région Hauts-de-France est la 2^{ème} région la plus développée en France en termes d'énergie éolienne. Au 31 décembre 2014, la région totalisait 1 940 MW d'installations éoliennes terrestres raccordées au réseau dont 1 286 localisées en Picardie et 654 en Nord-Pas-de-Calais, soit au total 21% de la puissance du réseau français.

Le schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE), entré en vigueur en Picardie le 30 juin 2012 se concentre sur les enjeux suivants :

- ▶ Des conditions de vie durables pour les picards ;
- ▶ Un système productif innovant décarboné ;
- ▶ Des ressources naturelles et patrimoniales préservées et valorisées ;
- ▶ Une mobilisation collective et positive.

Ces enjeux se déclinent en orientations spécifiques dans les cinq secteurs suivants : bâtiments, transports et urbanisme, agriculture et forêt, industries et services, énergies renouvelables.

La Picardie s'est aussi engagée très tôt dans le développement de l'éolien terrestre avec le schéma éolien régional lancé en 2003. Renouvelé en 2012 dans le cadre du schéma régional climat air énergie Picardie (SCRAE), le schéma sur l'éolien en région projette de faire de la Picardie la « première région éolienne de France ».

A travers son programme de formation aux métiers de l'éolien et de R&D, WindLab, la région Picardie soutient le développement de la filière éolienne (terrestre et en mer) en renforçant la compétitivité des entreprises locales.

3 Périmètre des projets du programme

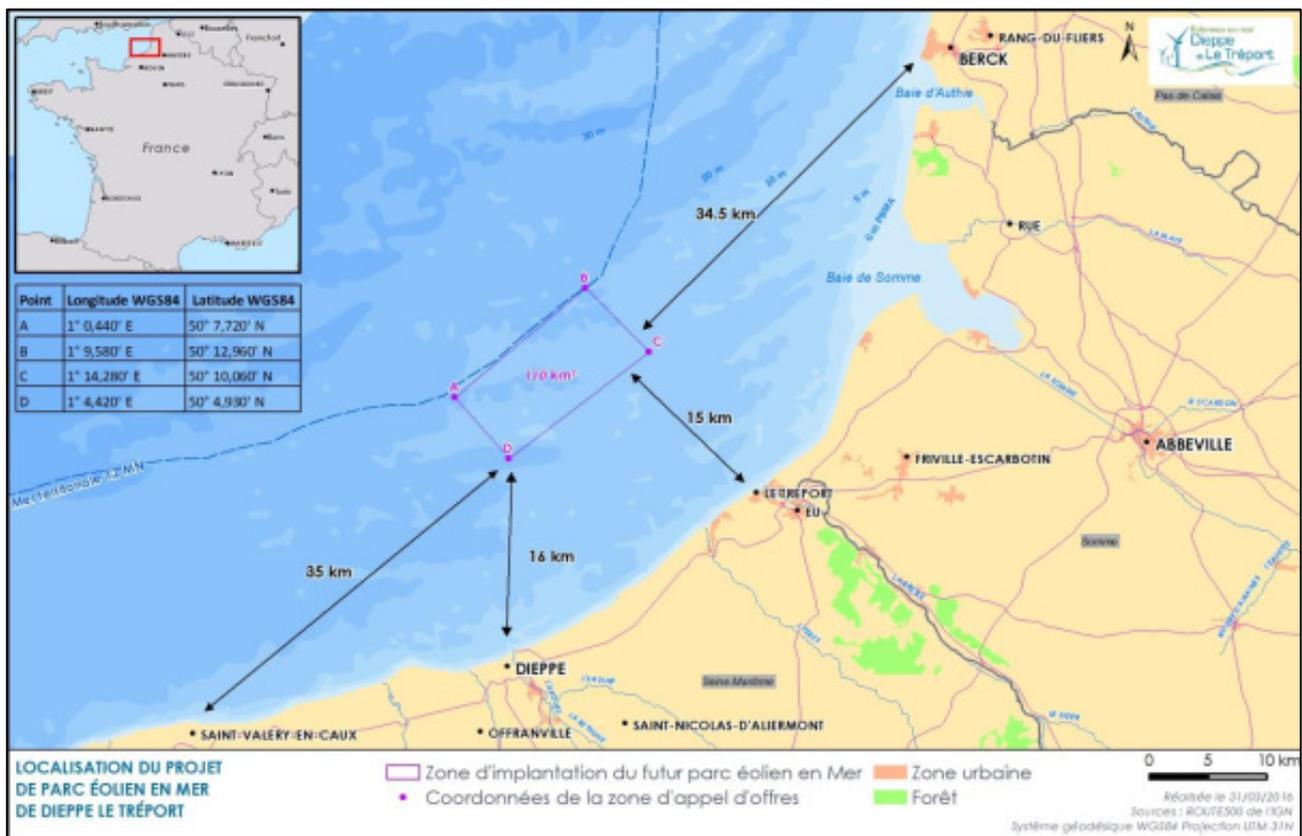


3.1 Périmètre du parc éolien

Le projet de parc éolien en mer au large de Dieppe et du Tréport se compose d'un mât de mesure, d'un poste électrique en mer et de 62 éoliennes de 8 MW pour une capacité totale installée de 496 MW. Ces dernières seront raccordées par des câbles électriques sous-marins à un poste électrique en mer, qui sera lui-même connecté au réseau public terrestre. Le mât de mesure en mer sera installé au sein de la zone du projet afin de recueillir une série de données météorologiques lors de l'exploitation du parc éolien.

La zone de l'appel d'offres du parc éolien en mer se situe à 16 km de Dieppe et 15 km du Tréport. Sa surface totale de 110 km² est délimitée par le rectangle violet cartographié ci-dessous, dont les coordonnées géographiques sont précisées dans le tableau ci-après. Les éoliennes seront installées dans des profondeurs allant de 14 à 24 m.

Figure 4 : Localisation de la zone de l'appel d'offres du parc éolien de Dieppe - Le Tréport



Source : EMDT, 2016

Tableau 1 : Coordonnées de la zone de l'appel d'offres parc éolien de Dieppe – Le Tréport

POINT	LONGITUDE WGS84	LATITUDE WGS84
A	1°0,440' E	50°7,720' N
B	1°9,580' W	50°12,960' N
C	1°14,280' W	50°10,060' N
D	1°4,420' W	50°4,930' N

3.2 Périmètre du raccordement électrique

Le projet porté par Rte est le raccordement électrique du parc éolien en mer de Dieppe – Le Tréport sur le poste de Penly 400 000 volts existant. Ce raccordement se fera via une liaison électrique sous-marine puis souterraine double 225 000 volts, un poste électrique (poste de Grande Sole) 225 000 / 400 000 volts sera créé. Ce nouveau poste comprendra un appareil de transformation 225 000/400 000 volts et sera raccordé au poste de Penly existant par une liaison souterraine 400 000 volts d'environ 1 kilomètre.

L'aménagement projeté présente donc trois ouvrages électriques :

Une liaison à deux circuits 225 000 volts " Grande Sole – Ridens » d'environ 27 km au total. Cette liaison peut être décomposée en deux parties ;

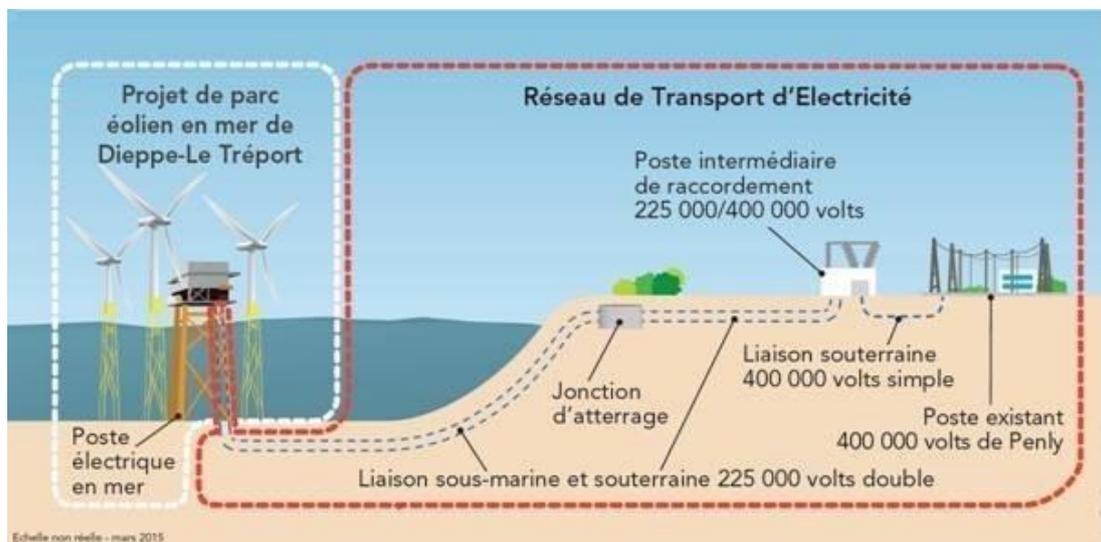
La partie sous-marine, d'environ 24 km, relie le poste du parc éolien en mer au point d'atterrage sur le littoral de Penly. A cet endroit, deux chambres de jonctions d'atterrage (une par circuit) réaliseront la transition entre la liaison sous-marine et la liaison souterraine ;

La partie terrestre, d'environ 3 km, relie en souterrain le point d'atterrage au nouveau poste de Grande Sole situé au lieu-dit « La Grande Sole » à Penly ;

Un nouveau poste électrique (poste de Grande Sole) 225 000 volts équipé de deux autotransformateurs 400 000/225 000 volts ;

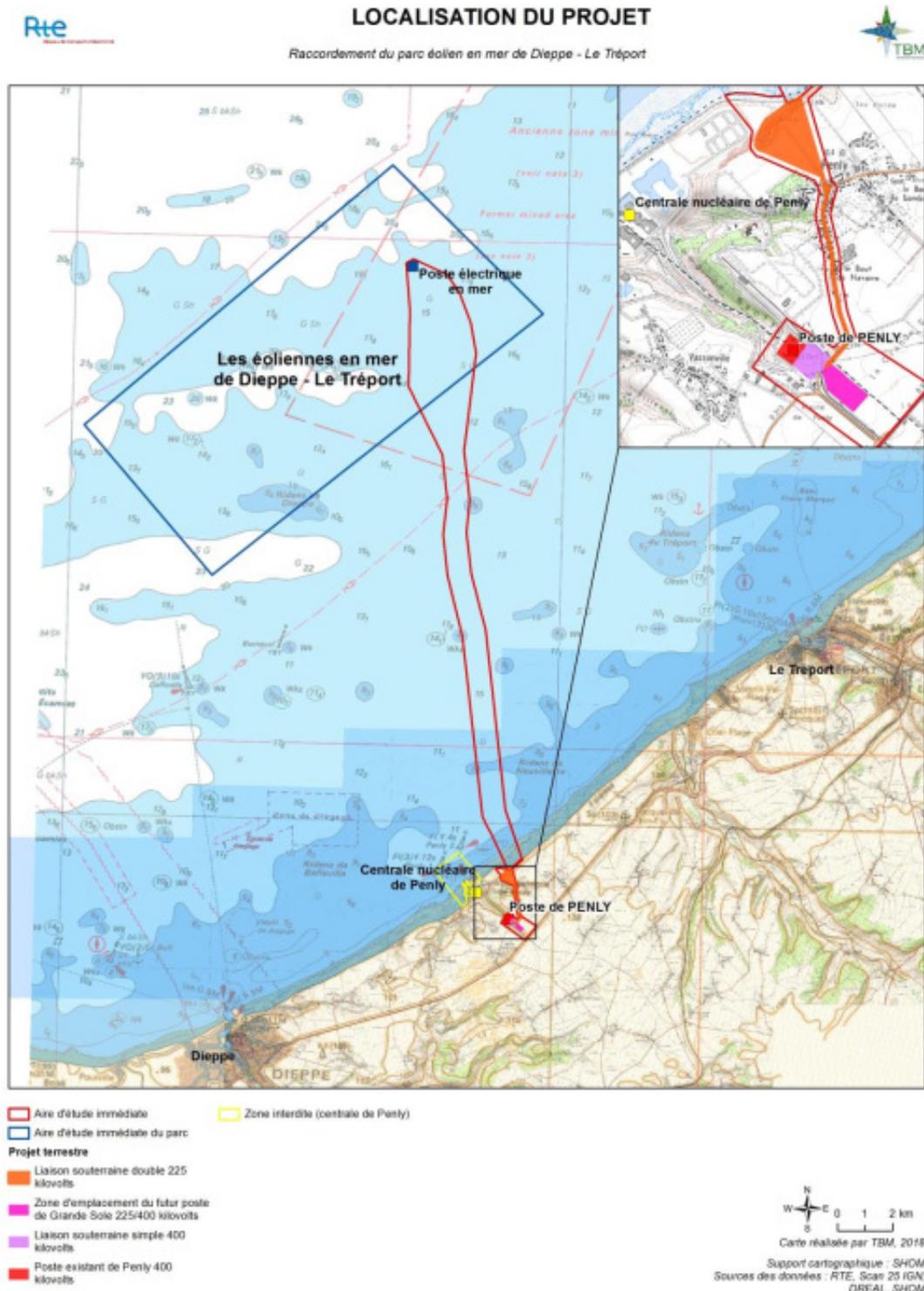
Une liaison souterraine à un circuit 400 000 volts "Grande Sole - Penly" entre le nouveau poste de Grande Sole et le poste existant PENLY 400 000 volts, d'environ 1 km.

Figure 5: Schéma du principe de raccordement



Source : RTE, 2016

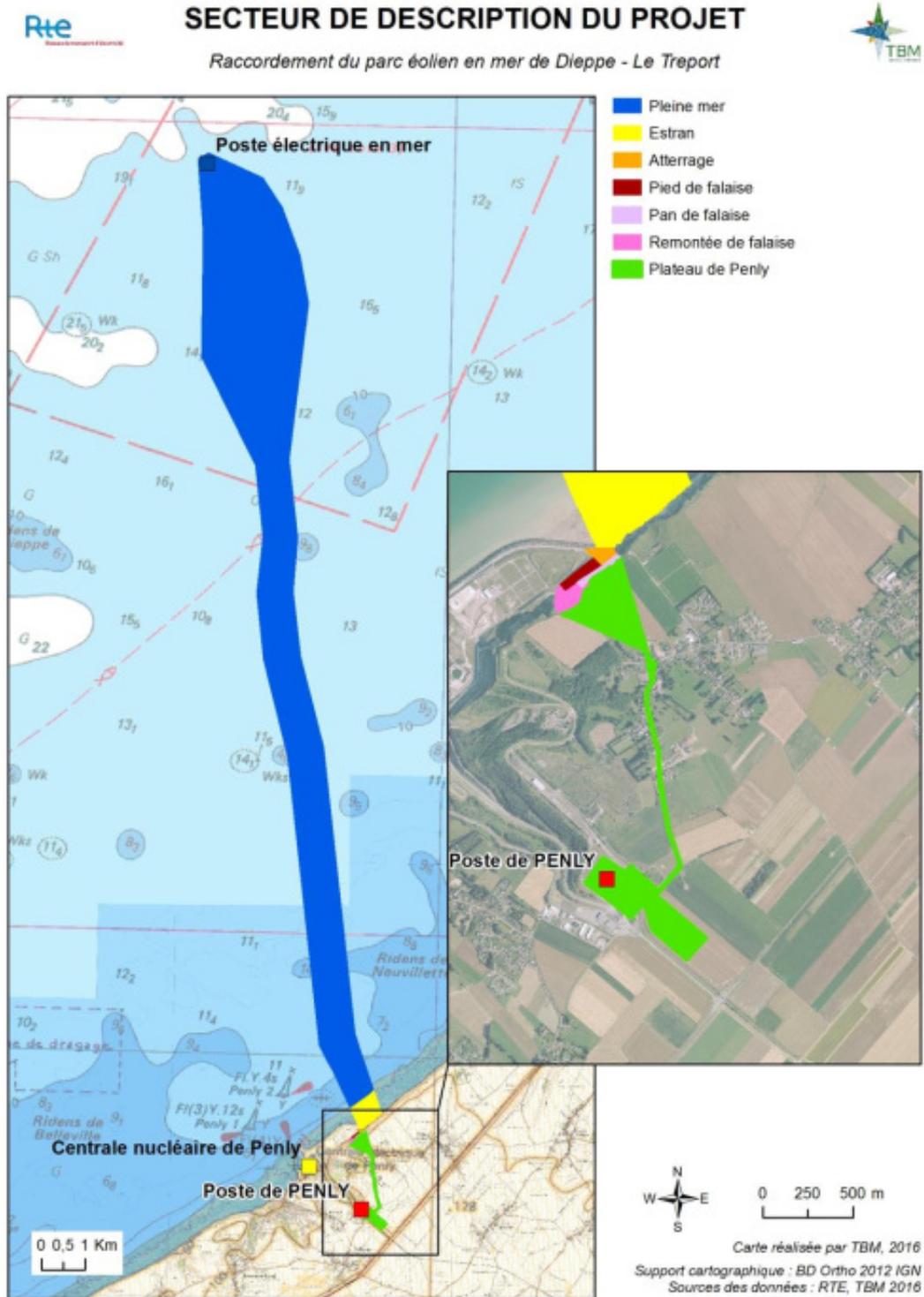
Figure 6 : Localisation du projet



Source : TBM, 2016

L'ensemble de ces composantes vont faire l'objet d'une description dans les chapitres suivants. En amont de ces descriptions, et au vu de la configuration des lieux, un découpage de la zone d'emplacement du projet est réalisée afin de simplifier la compréhension

Figure 7 : Secteurs de description de projet



Source : TBM, 2016

3.3 Périmètre des bases d'exploitation et de maintenance

La mise en service du parc éolien est prévue à partir de 2021. La concession demandée par le maître d'ouvrage sera d'une durée de 40 ans et prendra effet à partir de 2019, date prévue à ce jour pour le début des opérations de construction et d'installation.

L'objectif du maître d'ouvrage pendant la phase d'exploitation et de maintenance du parc éolien (d'une durée de 25 ans) sera de garantir un taux de disponibilité maximal des éoliennes et du parc afin de produire de l'électricité dans des conditions optimales, sans nuire à la sécurité des personnes et des biens.

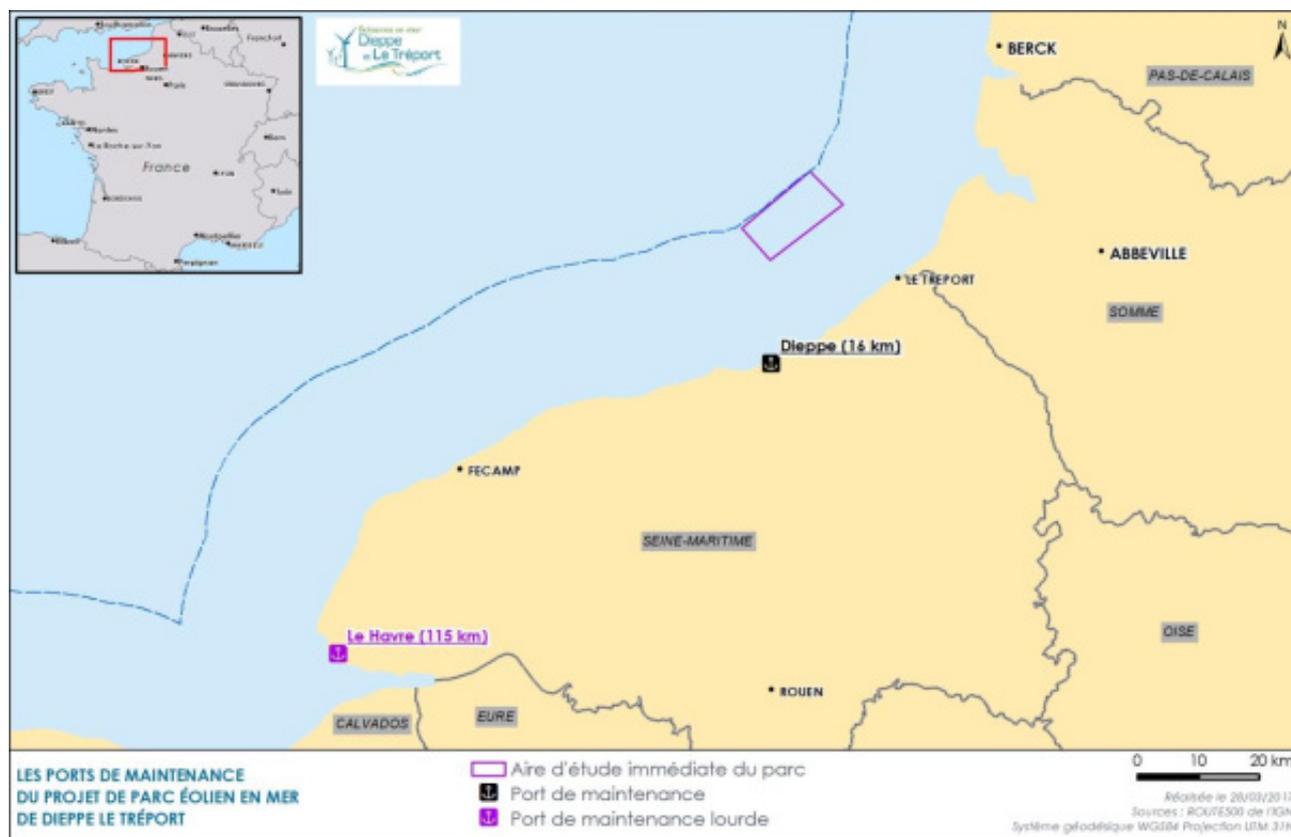
Le maître d'ouvrage prévoit d'installer deux bases d'exploitation et de maintenance au plus proche du parc à savoir sur les sites suivants :

- ▶ Dieppe (à moins d'une heure de navigation);
- ▶ Le Tréport.

Ces bases accueilleront les moyens logistiques et humains nécessaires pour réaliser avec la plus grande réactivité les opérations d'exploitation et de maintenance préventive et corrective courantes au sein du parc.

De plus, le port du Havre ou un autre port d'une envergure similaire sera utilisé afin d'assurer les moyens logistiques nécessaires aux opérations de maintenance lourde.

Figure 8 : Vue générale des ports de maintenance



Source: EMDT, 2016

4 Le parc éolien



4.1 Les caractéristiques générales du parc

Le tableau présenté ci-dessous fournit l'ensemble des caractéristiques générales du parc éolien.

Tableau 2 : Caractéristiques générales du parc éolien en mer

CARACTERISTIQUES GENERALES DU PARC	
CARACTERISTIQUES DE LA ZONE	
Surface totale de la zone d'appel d'offre	110 km ²
CARACTERISTIQUES DE LA ZONE	
Surface occupée par le parc éolien	82,4 km ² (équivalent à 75% de la surface totale de la zone d'appel d'offres)
Puissance totale du parc	496 MW
Distance à la côte au point le plus proche	15,5 km du Tréport 17 km de Dieppe
EOLIENNES	
Nombre d'éoliennes	62
Puissance unitaire d'une éolienne	8 MW
FONDATIONS DES EOLIENNES	
Nombre de fondations	62
Type de fondations	Jacket 4 pieds
POSTE ELECTRIQUE EN MER	
Nombre de poste électrique en mer	1
Fondation du poste électrique en mer	Jacket 4 pieds
CABLES INTER-EOLIENNES	
Longueur de câbles inter éoliennes	95 km
Tension des câbles inter éoliennes	66 kV
Type de protection	Ensuillage pour 98% de la longueur du câblage Enrochement pour 2% de la longueur du câblage
MAT DE MESURE	
Nombre de mât de mesure	1
Fondation du mât de mesure	Jacket 3 pieds

4.2 La production électrique estimée

La production électrique attendue du parc éolien est à ce jour estimée à environ 2 000 GWh par an. Selon Rte, la consommation électrique de la région Normandie en 2015 était de l'ordre de 26 200 GWh. Le parc éolien permettrait ainsi de couvrir environ 8% de la consommation régionale. De même, selon Rte, la consommation électrique des Hauts de France en 2015 était équivalente à environ 47 400 GWh. Le parc éolien permettrait ainsi de couvrir environ 4% de la consommation régionale.

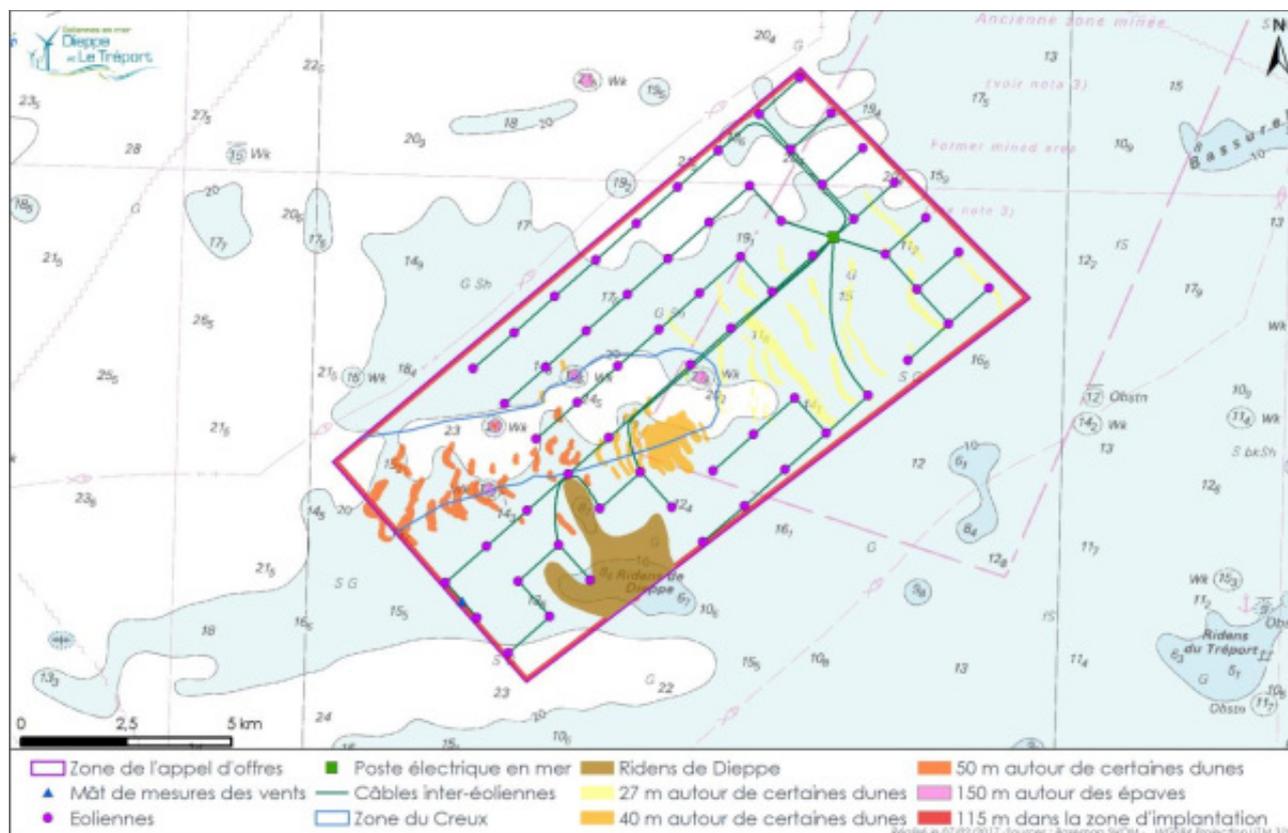
4.3 Le schéma d'implantation du parc

La disposition des éoliennes, du poste électrique en mer, du mât de mesure et des câbles inter-éoliennes a été déterminée sur la base des données de site recueillies par le maître d'ouvrage (distribution et fréquence des vents, des courants, données géologiques, topographie des fonds marins de la zone du parc, etc.) et des contraintes environnementales et socio-économiques identifiées au cours des différentes études menées depuis plus de dix ans pour le développement du projet.

Tableau 3 : Caractéristiques du schéma d'implantation du parc

CARACTERISTIQUES DU SCHEMA D'IMPLANTATION DU PARC	
Nombre de lignes d'éoliennes	7
Orientation des lignes d'éoliennes	~228°
Distance entre deux lignes d'éoliennes	Environ 1 100 m
Distance entre deux éoliennes d'une même ligne	Environ 1 300 m
Nombre d'éoliennes par ligne	De 7 à 11
Câbles inter-éoliennes	8 grappes de câbles inter-éoliennes, chaque grappe permettant d'évacuer l'électricité produite par 7 ou 8 éoliennes

Figure 9 : Implantation des éoliennes, du poste électrique en mer et du mât de mesure



Source : EMDT, 2017

Cette implantation permet notamment une meilleure visibilité du parc aux professionnels de la pêche et favorise la pratique de leurs métiers dans de meilleures conditions de sécurité, avec l'établissement de couloirs de l'ordre de 1 100 m entre chaque ligne d'éoliennes. Au sein des alignements, les éoliennes sont séparées d'environ 1 300 m chacune, ce qui faciliterait le passage des bateaux.

En outre, les câbles inter-éoliennes sont alignés sur les lignes d'éoliennes, dans le sens des courants dominants (nord-est/sud-ouest). Le poste électrique en mer est également disposé au niveau d'un alignement d'éoliennes.

Enfin, du fait de la disposition « géométrique » des éoliennes et de l'espacement d'au moins 1 km entre éoliennes, cette implantation satisfait aux recommandations formulées par la Marine Nationale en vue des missions de recherche et de sauvetage par aéronefs (hélicoptères notamment).

4.4 L'emprise au sol du parc

4.4.1 Emprise au sol lors de la phase d'exploitation

Lors de sa phase d'exploitation, le parc éolien représentera une surface au sol totale de l'ordre de 0,069 km².

Cette emprise comprendra les surfaces occupées par les différents composants du parc, à savoir :

- ▶ Les fondations des éoliennes ;
- ▶ La fondation du poste électrique en mer ;
- ▶ Le réseau de câbles inter-éoliennes et leur protection ;
- ▶ La fondation du mât de mesure.

Le tableau ci-dessous présente les emprises au sol des différents composants du parc éolien :

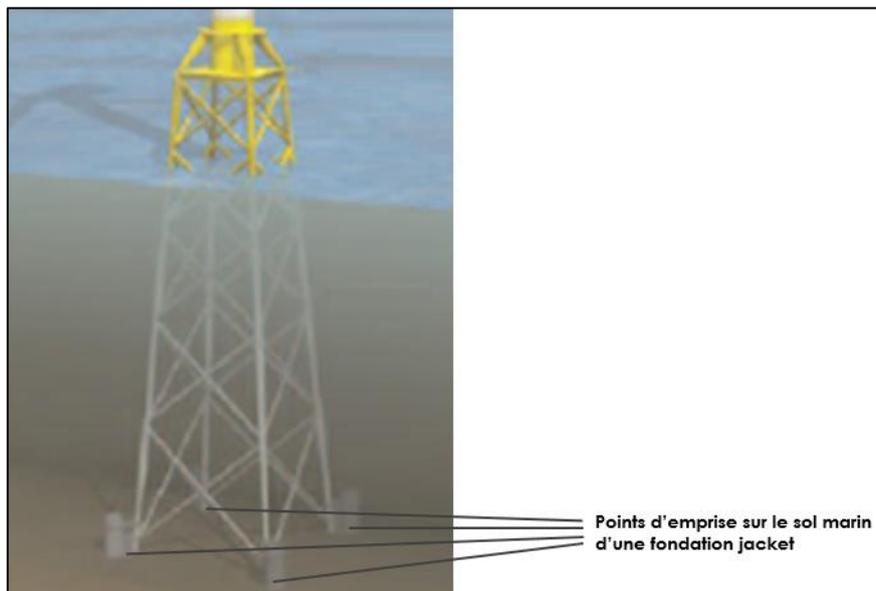
Tableau 4 : Emprise au sol des éléments constitutifs du parc éolien en mer en phase d'exploitation

COMPOSANTS	EMPRISE AU SOL	NOMBRE	EMPRISE PAR UNITE (m ² ou ml)	EMPRISE TOTALE (m ²)
Fondations jacket des éoliennes	La fondation jacket reposera sur 4 pieux de diamètre extérieur de l'ordre de 2,2m	62 fondations	15,2 m ² ⁽¹³⁾	942
Protection du câblage inter-éoliennes	98% des câbles seront ensouillés à une profondeur de l'ordre de 1,1 m et sur une emprise d'une largeur d'environ 0,7 m	93 km de câbles	0,7 ml	65 100
	2% des câbles seront recouverts par un enrochement d'une hauteur prévue d'environ 0,7m et d'une largeur de 1,5 m	2 km de câbles	1,5 ml	3 000

¹³ Il est considéré ici la surface d'emprise au sol des pieux et non pas la surface projetée de la fondation étant donné que l'impact environnemental (sur les habitats notamment) est lié à la surface d'emprise

COMPOSANTS	EMPRISE AU SOL	NOMBRE	EMPRISE PAR UNITÉ (m ² ou ml)	EMPRISE TOTALE (m ²)
Fondation jacket du poste électrique en mer	La fondation jacket reposera sur 4 pieux de diamètre extérieur de l'ordre de 3 m	1 poste électrique	28 m ²	28
Fondation jacket du mât de mesure	La fondation jacket reposera sur 3 pieux de diamètre extérieur de l'ordre de 1,3 m	1 mât de mesure	4 m ²	4
TOTAL				69 074 m² (soit 0,069km²)

Figure 10: Emprise au sol d'une fondation jacket 4 pieux



Source: Centre for Ships and Ocean Structures, 2010

4.4.2 Emprise au sol lors de la phase de construction

L'emprise au sol des travaux menés lors de l'installation des différents éléments constitutifs du parc correspond à :

- ▶ L'ensemble des surfaces des éléments constitutifs du parc détaillés ci-dessus ;
- ▶ La surface occupée par les pieds des barges d'installation des éoliennes, des fondations, du poste électrique et du mât de mesure ;
- ▶ La surface occupée par les engins nécessaires à la pose des câbles inter-éoliennes et de leur protection ;
- ▶ La surface occupée par le dépôt des résidus de forage.

Le détail par opération est présenté dans le tableau suivant.

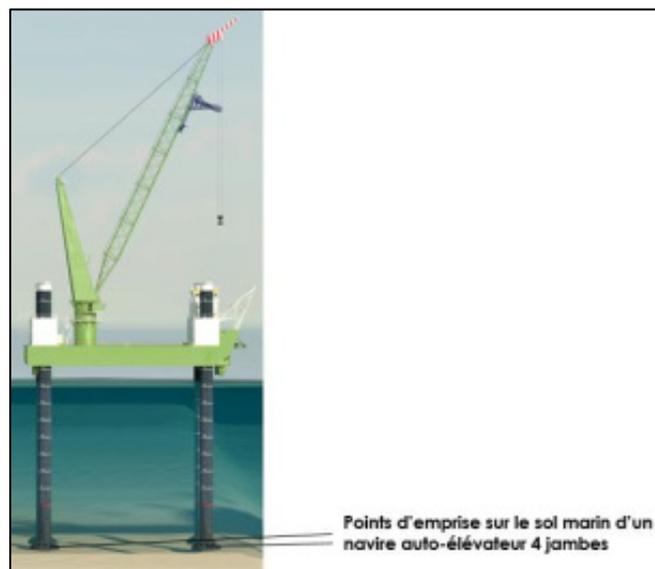
La surface totale au sol impactée par l'ensemble des éléments constitutifs du parc et des travaux de construction est de 0,472 km², soit l'équivalent d'environ 65 terrains de football. Cette surface représente moins de 0,1% de la surface totale de l'appel d'offres (82,4km²).

Tableau 5 : Emprise au sol du parc éolien en mer en phase de construction

OPERATIONS DE CONSTRUCTION	EMPRISE AU SOL	NOMBRE	EMPRISE PAR UNITE (m ²)	EMPRISE TOTALE (m ²)
Installation des fondations des éoliennes	Il est prévu d'utiliser : <ul style="list-style-type: none"> Un navire auto-élévateurs à quatre ou six pieds pour l'installation des pieux Un navire auto-élévateur à quatre ou six pieds ou un navire à positionnement dynamique pour l'installation de la jacket au droit des pieux 	62 fondations	100 + 100 = 200	12 400
Installation des éoliennes	Il est prévu d'utiliser : <ul style="list-style-type: none"> Un navire auto-élévateurs à quatre ou six pieds pour l'installation des éoliennes sur leurs fondations 	62 éoliennes	100	6 200
Installation du poste électrique en mer	Il est prévu d'utiliser : <ul style="list-style-type: none"> Un navire-grue à positionnement dynamique déployant 8 ancras au sol Une barge d'approvisionnement déployant 8 ancras au sol 	1 poste électrique en mer	72	72
Installation des câbles inter-éoliennes et de leur protection	Il est prévu d'utiliser : <ul style="list-style-type: none"> Un navire à positionnement dynamique n'ayant aucune emprise au sol lors de l'installation des câbles inter-éoliennes Un navire à positionnement dynamique n'ayant aucune emprise au sol lors de l'ensouillage des câbles Un robot type ROV (Remotely Operated Vehicle) utilisé pour l'ensouillage du câble d'une largeur totale de 4m Un navire à positionnement dynamique n'ayant aucune emprise au sol lors de l'installation de l'enrochement des câbles 	95 km de câbles	4	380 000
Installation du mât de mesure	Il est prévu d'utiliser un navire auto-élévateur à quatre ou six pieds pour l'installation des pieux, de la fondation jacket et du mât de mesure	1 mât de mesure	100	100
Installation des fondations	Il est prévu un dépôt de résidus de forage dans un rayon estimé à 15 m au pied des	10% des fondations	700	4 480

OPERATIONS DE CONSTRUCTION	EMPRISE AU SOL	NOMBRE	EMPRISE PAR UNITE (m ²)	EMPRISE TOTALE (m ²)
	fondations sur une épaisseur de 50 cm pour 10% au maximum des éoliennes	6,4		
Emprise au sol des composants du parc	<i>Selon calcul établi au sein du paragraphe 4.4.1</i>	/	/	69 074
TOTAL				472 326m² (soit 0,472km²)

Figure 11 : Emprise au sol d'un navire auto-élevateur 4 jambes



Source : DEME, 2014

4.5 Les composants et l'installation du parc éolien

4.5.1 Les composants du parc éolien

4.5.1.1 Les éoliennes

4.5.1.1.1 Caractéristiques générales

Le maître d'ouvrage a choisi d'équiper le parc éolien en mer d'éoliennes d'une puissance unitaire de 8 MW. Le choix d'une telle puissance permet de limiter le nombre d'éoliennes au sein du parc et ainsi de réduire son emprise.

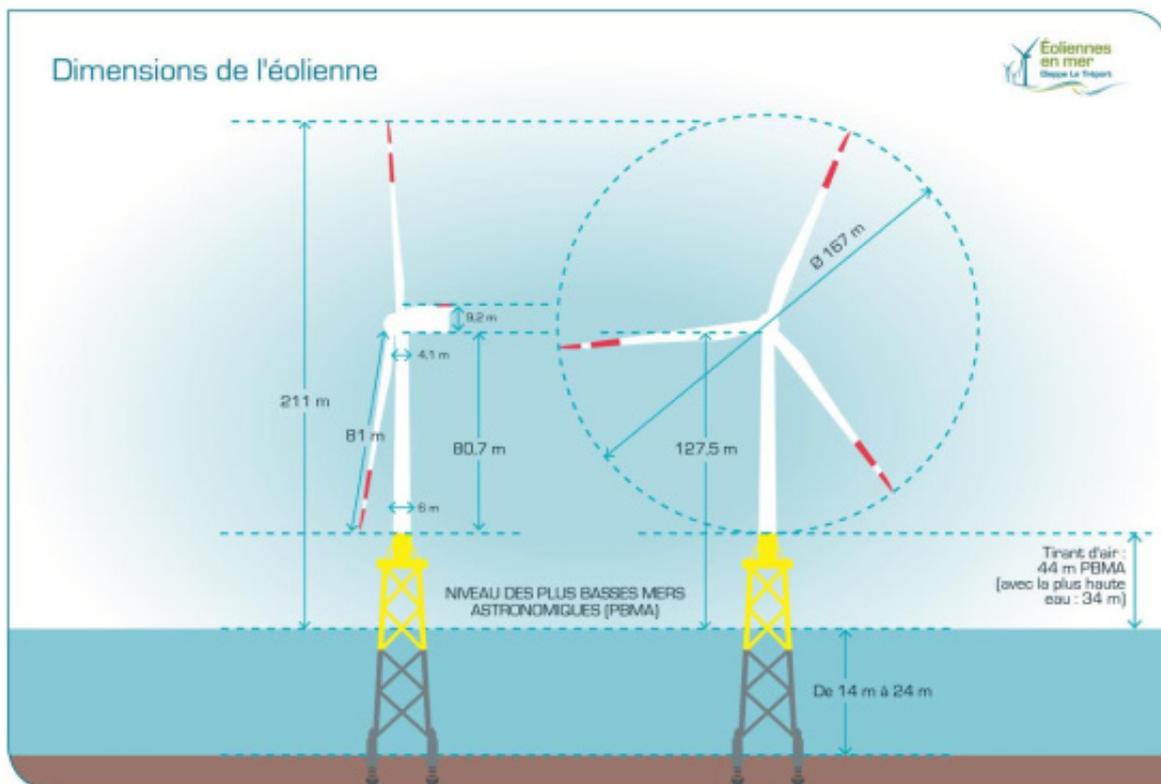
Chaque éolienne est composée des parties principales suivantes :

- ▶ Un mât ;
- ▶ Une nacelle positionnée au sommet du mât ;

- Un rotor composé de 3 pales insérées sur un moyeu.

Le rotor a pour objet de capturer l'énergie du vent au moyen de la rotation des pales, cette opération est optimisée par le système d'orientation de la nacelle ainsi que par le système de révolution indépendant des pales (pitch). Une fois l'énergie capturée, l'arbre principal situé dans la nacelle transmet l'énergie mécanique de rotation au générateur qui la transforme en énergie électrique. Cette énergie est ensuite transmise au pied de la tour où elle est adaptée par le convertisseur et le transformateur pour être exportée vers le poste électrique en mer via les câbles inter-éoliennes.

Figure 12 : Dimensions de l'installation fondation-éolienne



Source: EMDT, 2017

Les principales caractéristiques techniques de l'éolienne sont indiquées dans les tableaux ci-dessous et schématisées ci-après.

Tableau 6 : Caractéristiques générales des éoliennes

CARACTERISTIQUES DES EOLIENNES	
CARACTERISTIQUES GENERALES	
Puissance	8 MW
Hauteur totale	211 m (en bout de pale)
Masse totale	880 t

Classe IEC de l'éolienne	B
--------------------------	---

Les éoliennes seront de couleur blanche (RAL 7035), conformément aux dispositions de l'arrêté du 13 novembre 2009 relatif à la réalisation du balisage des éoliennes situées en dehors des zones grevées de servitudes aéronautiques.

4.5.1.1.2 La nacelle

La nacelle située à l'extrémité haute du mât contiendra des éléments structurels (chassis, couplage du rotor, roulements...), des composants électromécaniques (génératrice, système d'orientation au vent, système d'ajustement des pales...), les équipements électriques principaux (transformateurs, onduleurs), ainsi que des éléments de sécurité (éclairage, extincteurs, freins,...).

Tableau 7 : Caractéristiques de la nacelle des éoliennes

CARACTERISTIQUES DES EOLIENNES	
CARACTERISTIQUES DE LA NACELLE	
Masse de l'ensemble : nacelle + rotor	470 t
Hauteur de la nacelle	9,20 m
Longueur de la nacelle	20 m
Largeur de la nacelle	8 m

Figure 13 : Structure interne de la nacelle de l'éolienne



Source : SIEMENS-GAMESA RENEWABLE ENERGY, 2017

4.5.1.1.3 Le mât

De forme tubulaire à section conique, le mât se composera de trois tronçons qui seront pré-assemblés à terre.

Il abritera quelques équipements électriques de l'éolienne ainsi qu'un monte-charge permettant un accès sécurisé à la nacelle. Il contiendra également des équipements de sécurité (extincteurs, éclairage) et des plateformes intermédiaires.

Le mât de l'éolienne sera revêtu d'un traitement spécifique pour résister à la corrosion due à l'air marin.

Tableau 8 : Caractéristiques du mât des éoliennes

CARACTERISTIQUES DES EOLIENNES	
CARACTERISTIQUES DU MAT	
Matériau	Acier roulé et soudé
Hauteur	85,3 m
Diamètre	Section haute: 4,1 m Section basse: 6 m
Hauteur du niveau d'interface (bas du mât)	+42,2 m PBMA

4.5.1.1.4 Le rotor

Le rotor sera composé de trois pales et du moyeu fixé à la nacelle. Le rotor sera entraîné par l'énergie du vent.

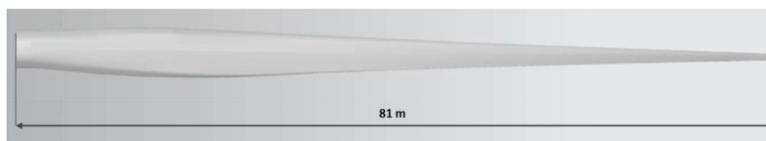
Les pales, fabriquées en fibres de verre renforcées d'epoxy, seront livrées au port de fabrication pour être ensuite acheminées sur le site où elles seront assemblées sur le rotor.

Tableau 9 : Caractéristiques du rotor des éoliennes

CARACTERISTIQUES DES EOLIENNES	
CARACTERISTIQUES DU ROTOR	
Diamètre	167 m
Surface balayée par le rotor	21 800 m ²
Longueur de pale	81 m
Masse des pales	32t
Hauteur du moyeu	127,5m PBMA
Tirant d'air en bas de pale en conditions de mer normales ¹⁴	De 44 m (PBMA) à 34 m (PHMA)
Vitesses de rotation du rotor	De 0 à 10,8 tours par minute
Vitesses en bout de pale	De 0 à 340 km/h
Vitesses de vent admissibles	De 11 à 90 km/h

¹⁴ La notion de tirant d'air signifie ici la distance entre le bas de la pale et le niveau de la mer à son niveau PBMA (Plus Basses Mers Astronomiques) et PHMA (Plus Hautes Mers Astronomiques). Le tirant d'air est ici calculé pour des conditions de mer normales.

Figure 14 : Vue de profil d'une pale



Source : SIEMENS-GAMESA RENEWABLE ENERGY, 2017

4.5.1.2 Les fondations jackets

Après une étude multicritères menée par le maître d'ouvrage lors de la phase de levée des risques du projet sur différents types de fondations à ce jour utilisées dans l'industrie de l'éolien en mer, la solution de la fondation jacket a finalement été retenue.

Une fondation jacket se compose de trois parties principales :

- ▶ Des pieux métalliques creux insérés dans le sol ;
- ▶ Un treillis métallique ou jacket ;
- ▶ Une pièce de transition.

4.5.1.2.1 Les pieux

Les pieux ont pour rôle d'assurer le bon ancrage de la fondation dans le sol. Ils reprennent l'ensemble des charges associées aux poids des équipements (jacket, éoliennes) et aux forces s'y appliquant (vent, courant etc.). Leurs dimensions peuvent varier en fonction de l'importance des charges à reprendre mais également des caractéristiques du sous-sol dans lequel ils sont installés.

Dans le cas du projet du parc éolien, il est prévu que chaque fondation comporte 4 pieux en acier d'un diamètre d'environ 2,2m et d'une longueur totale prévue à ce jour d'environ 69m dont 67m seront enfoncés dans le sol marin. Sur ces bases et considérant la bathymétrie du site de projet, le maître d'ouvrage estime un tirant d'eau minimum de 12m au-dessus des pieux.

Conçus en acier, ces pieux sont creux, ont une épaisseur comprise entre 40 et 80mm et ont vocation à être remplis de béton au cours de l'installation de la fondation.

Les caractéristiques générales des pieux prévues à ce jour sont détaillées au sein du tableau suivant.

Tableau 10 : Caractéristiques des pieux des fondations jacket

CARACTERISTIQUES DES PIEUX DES FONDATIONS JACKET	
Diamètre extérieur	2,2 m
Longueur totale des pieux	De 69 à 71 m en fonction de la bathymétrie et de la nature du sol marin
Profondeur d'enfouissement	De 67 à 69 m en fonction de la bathymétrie et de la nature du sol marin
Nombre de pieux par fondation	4
Epaisseur	De 40 à 80 mm
Masse	De 219 à 225 t par pieu en fonction de la bathymétrie et de la nature du sol marin

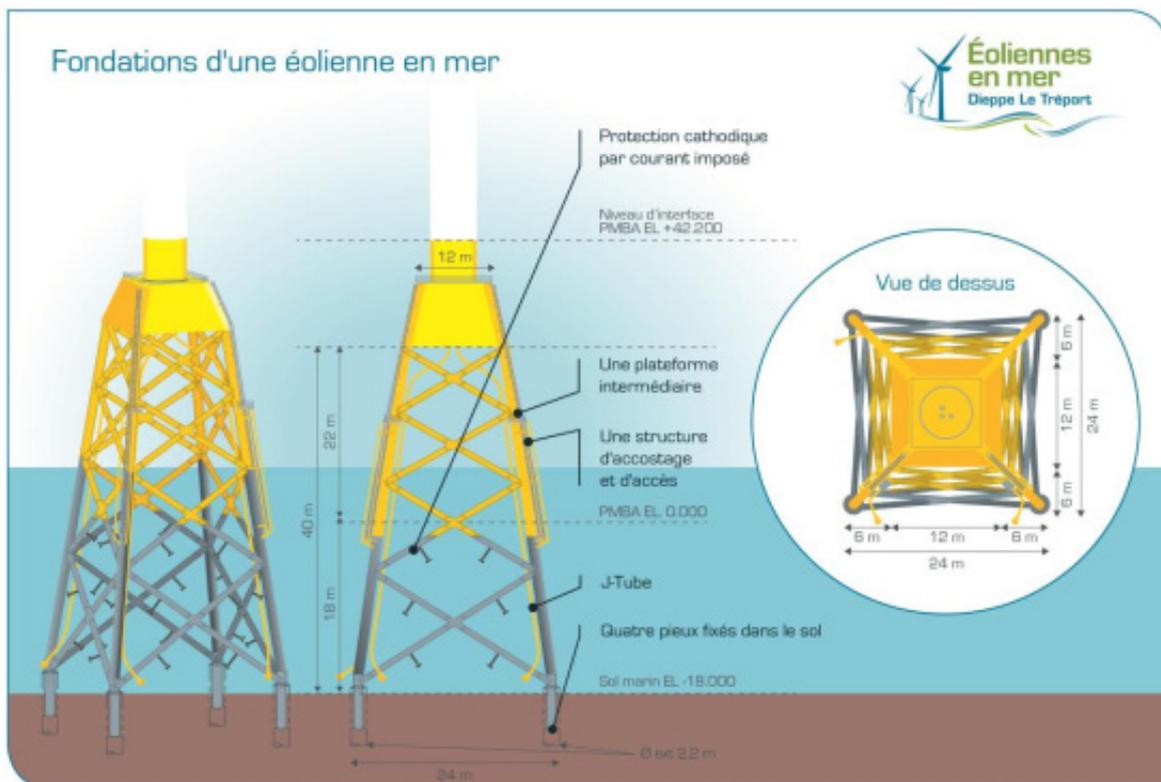
4.5.1.2.2 Le treillis métallique ou jacket

La jacket est quant à elle en charge de transmettre les charges associées aux poids des équipements (jacket, éoliennes) et aux forces s'y appliquant (vent, courant etc.) au niveau des pieux enfoncés dans le sol.

Elle est constituée d'un treillis métallique de forme pyramidale et supporte les équipements nécessaires aux opérations d'exploitation, d'installation et de maintenance en mer, à savoir principalement :

- ▶ Des structures d'accostage et d'accès aux plateformes supérieures (le maître d'ouvrage en prévoit à ce jour deux par fondation) ;
- ▶ Des plateformes intermédiaires servant à marée basse (le maître d'ouvrage en prévoit à ce jour deux par fondation) ;
- ▶ Une protection cathodique constituée d'une peinture anticorrosion et d'anodes à courant imposé ;
- ▶ Une série de J-tubes ayant pour rôle de protéger le câble inter-éolienne depuis le mât de l'éolienne jusqu'au fond marin (le maître d'ouvrage en prévoit à ce jour entre deux et cinq par fondation, selon la position de l'éolienne au sein du parc).

Figure 15 : Schéma d'une fondation jacket à 4 pieux

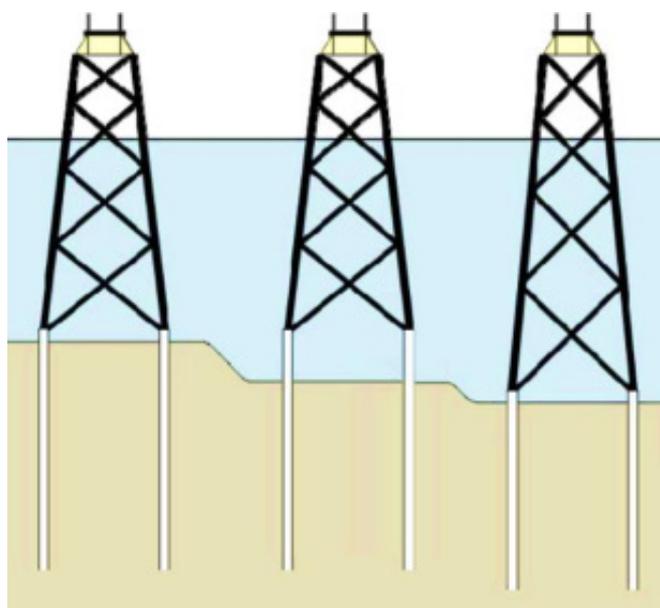


Source : EMDT, 2016

Dans le cadre du projet du parc éolien et pour des raisons d'optimisation et de standardisation des fondations, trois tailles ont été définies considérant trois intervalles de profondeurs pour la zone.

Ainsi, pour s'assurer que toutes les éoliennes aient la même hauteur en bout de pale, les variations de dénivelés du fond marin seront majoritairement compensées par le choix de la taille de la jacket. Dans un second temps, l'ajustement final sera fait par la hauteur de la partie des pieux non enfoncée dans le sol marin (ce qui impliquera des longueurs de pieux et des profondeurs d'enfouissement variables).

Figure 16 : Tailles de fondation jacket et ajustement selon l'enfoncement des pieux



Source : ATKINS, 2015

L'ensemble des jackets prévues à ce jour mesureront 24 m sur 24 m à leur base, soit au niveau du sol marin, et 12 m sur 12 m au niveau de la pièce de transition. Elles seront constituées de tubes creux en acier.

La fondation jacket a été conçue pour pouvoir résister à une accumulation de biomasse (ou biofouling) sous-marine de 20 cm d'épaisseur et d'une densité de 1325 kg/m³. Aucun revêtement anti-fouling et aucun grattage ne seront nécessaires pendant l'exploitation.

Le tableau suivant présente les caractéristiques principales associées aux trois types de fondations jackets aujourd'hui considérées.

Tableau 11 : Caractéristiques des fondations jacket

CARACTERISTIQUES DES FONDATIONS JACKET			
	TYPE 1	TYPE 2	TYPE 3
Dimensions au niveau du sol marin	24 x 24 m		
Dimensions au niveau de la pièce de transition	12 x 12 m		
Epaisseur	De 16 à 150 mm		

Intervalle de profondeur (PBMA)	De 14 m à 17 m	De 17 m à 22 m	De 22 à 25 m
Hauteur	35	40	43
Masse	618 t	655 t	684 t

4.5.1.2.3 La pièce de transition

Enfin, la fondation jacket sera surmontée d'une pièce de transition métallique permettant l'insertion du mât de l'éolienne sur la fondation.

Elle accueillera différentes structures telles que :

- ▶ La partie supérieure des J-tubes permettant la remontée des câbles inter-éoliennes jusqu'au niveau de l'éolienne ;
- ▶ Une plateforme de travail comprenant une grue nécessaire lors des opérations de maintenance de l'éolienne.

Figure 17 : Exemple d'une pièce de transition



Source: Samsung Offshore Wind turbine, 2013

4.5.1.2.4 La protection anti-érosion

Le maître d'ouvrage ne prévoit pas à ce stade la mise en place d'une protection anti-affouillement. En effet, le diamètre des pieux enfoncés dans le sol marin étant significativement plus faible que dans le cas de fondations de type monopieu, le risque d'érosion par la mer au niveau des pieux est donc significativement réduit.

Malgré tout, un contrôle régulier de l'absence d'affouillement autour des pieux sera réalisé.

4.5.1.2.5 La protection anticorrosion

Partie émergée de la fondation

La protection contre la corrosion de la partie émergée des fondations jackets sera réalisée par une peinture anticorrosive,

L'utilisation de peintures anticorrosives dans le milieu marin est une pratique courante utilisée par les armateurs de navires et les fabricants de structures métalliques en milieu marin.

La peinture qui sera mise en œuvre sur les fondations du parc éolien n'est pas encore définie mais elle sera similaire à celles couramment utilisées pour cet usage, à savoir une peinture de type époxy, polyuréthane ou vinylique, neutre pour l'environnement.

Le choix de cette peinture fera l'objet d'une attention spécifique. Le Maître d'Ouvrage cherchera en effet à éviter le recours à des composants présentant un fort impact environnemental, notamment les substances faisant partie de la liste des substances prioritaires établies par la DCE (Directive Cadre de l'Eau) ou celles de la partie A de la liste OSPAR devant faire l'objet d'actions prioritaires.

Partie immergée de la fondation

En ce qui concerne la partie immergée de la fondation, la protection anticorrosion de l'acier sera réalisée à l'aide d'anodes à courant imposé.

Ces anodes seront faites d'un alliage de titane insoluble recevant un faible courant régulé de façon électronique, permettant de protéger la structure de la corrosion. Contrairement à la méthode passive de protection par consommation progressive d'anodes en aluminium et en zinc, la protection est ici obtenue par l'injection d'un courant continu, de très faible tension et intensité, qui évite ainsi les rejets de métaux dans l'environnement.

Après quelques semaines de polarisation de la structure (nécessitant une tension plus forte) les caractéristiques du dispositif de protection cathodique en phase exploitation se stabilisent aux valeurs suivantes pour l'ensemble de la durée de vie des structures :

Tension par anode : 6V (soit l'ordre de grandeur d'une pile électrique de type AA vendue dans le commerce)

La puissance de courant injectée pour l'ensemble de la fondation : de 350 à 400W (soit la puissance d'une lampe halogène pour éclairage intérieur).

La polarisation de l'ensemble de la structure métallique est de l'ordre de grandeur suivant : 0,8 V à 1,1 V.

Dans le cadre du parc éolien en mer de Dieppe – Le Tréport, il est envisagé d'installer 16 à 20 anodes par fondation. Le dimensionnement final du système sera néanmoins arrêté ultérieurement, une fois que le contractant en charge de la fourniture et de l'installation aura été sélectionné. Dans le cas de l'étude d'impact du parc éolien, un cas maximisant de 20 anodes par fondation a été considéré.

Les principales caractéristiques techniques de la protection cathodique par courant imposé sont indiquées dans le tableau ci-dessous :

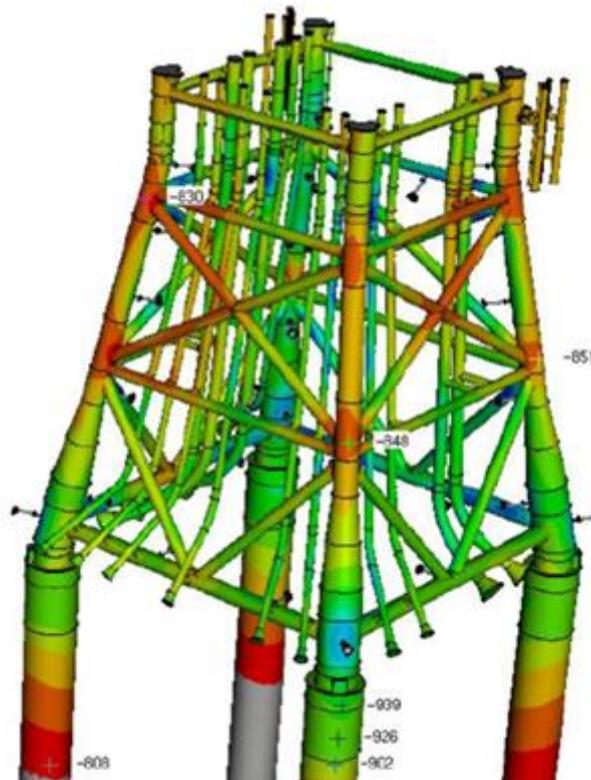
Tableau 12 : Caractéristiques générales de la protection par courant imposé

PARAMÈTRES TECHNIQUES GÉNÉRAUX	
Nombre d'anodes (par fondation)	20 (maximum)
Durée de vie du système	30 ans
Courant théorique maximal par anode	75.0 Amp

Voltage théorique maximal par anode	24 V
PARAMETRES TECHNIQUES DU SYSTEME PAR FONDATION AVANT POLARISATION (6 MOIS MAXIMUM)	
Puissance électrique moyenne (par fondation)	10,73 kW
Consommation électrique des 6 premiers mois (4392h)	47116,40 kWh
Sortie de courant par anode	21,9 Amp
Sortie de tension par anode	22 V
PARAMETRES TECHNIQUES DU SYSTEME PAR FONDATION APRES POLARISATION	
Puissance électrique moyenne (par fondation)	0,37 kW
Consommation électrique par an	95013,60 kWh
Sortie de courant par anode	2,5 Amp
Sortie de tension par anode	6 V

La modélisation ci-après expose ainsi la distribution des anodes par courant imposé.

Figure 18 : Distribution des anodes par courant imposé



Source : Cathelco (2017)

Avant la mise sous tension des éoliennes et donc du système par courant imposé, les fondations seront immergées pendant une période de 6 mois à 18 mois. Durant cette période, les fondations jackets ne disposeront donc pas de protection cathodique.

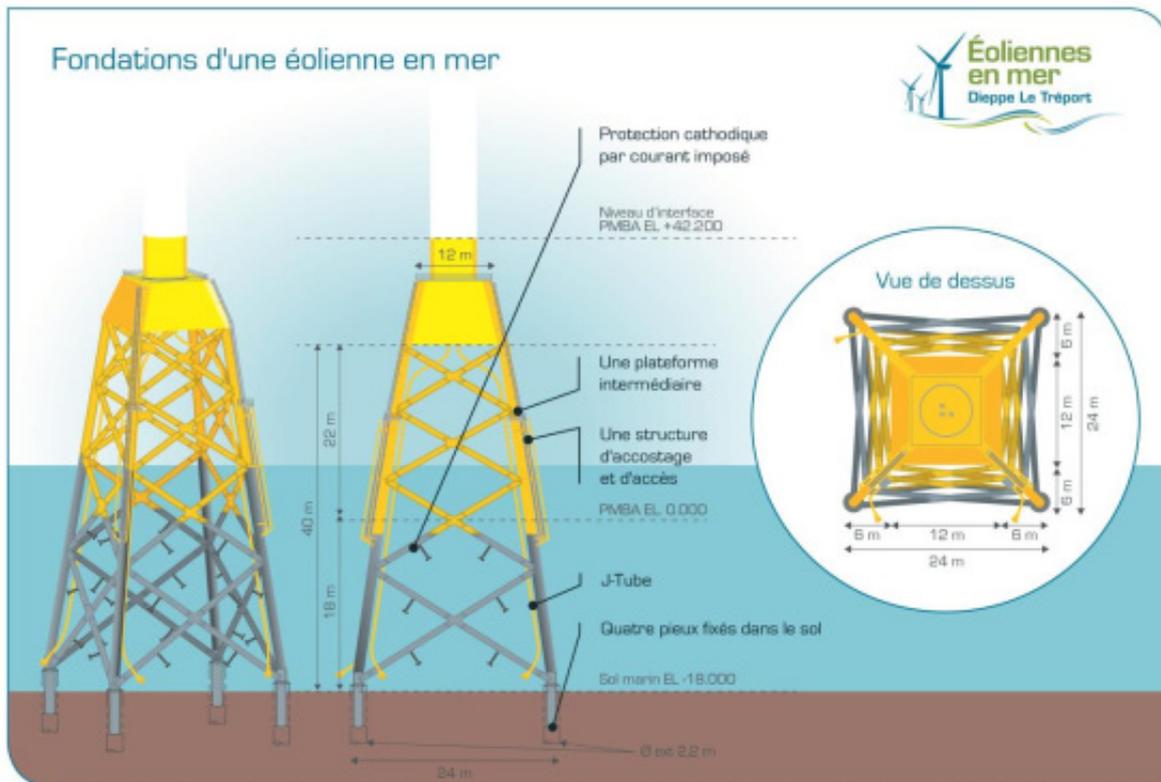
Pour cette période, le Maître d'Ouvrage prévoit d'augmenter légèrement l'épaisseur d'acier afin que la corrosion naturelle qui s'effectuera n'endommage pas la résistance structurelle de

la fondation. Sur la base du taux de corrosion de l'eau de la Manche, le Maître d'Ouvrage estime qu'une surépaisseur de l'ordre de 1mm sera suffisante.

La corrosion naturelle libérera dans l'environnement de très faibles quantités de fer et de carbone (constituants de l'acier) sans que ceux-ci ne présentent de quelconque toxicité pour l'environnement.

D'autre part, l'utilisation d'une peinture anticorrosion similaire à celle utilisée pour la partie émergée sera utilisée sur une partie (au niveau des zones de jonction des différents tronçons de la jacket) ou l'intégralité de la partie immergée de la fondation.

Figure 19 : Schéma côté d'une fondation jacket 4 pieds d'une éolienne



Source : EMDT, 2017

4.5.1.3 Les câbles inter-éoliennes

4.5.1.3.1 Caractéristiques techniques

Les câbles inter-éoliennes prévus sur le parc éolien auront pour rôle de relier les éoliennes au poste électrique en mer. Ils permettront le transport d'une électricité de tension de 66kV en courant alternatif.

Leur section dépendra de la puissance de l'électricité qui le traversera. En effet, les éoliennes ne sont pas toutes reliées individuellement au poste électrique en mer mais elles le sont par « grappe » de sept ou huit éoliennes. Au-delà d'un certain nombre d'éoliennes, il est nécessaire d'augmenter la section du câble afin de pouvoir faire transiter toute la puissance des éoliennes situées en amont sans endommager le câble. Ainsi, deux sections de câbles sont prévues sur le parc éolien : 240 et 800 mm². Ces sections correspondront respectivement à des diamètres extérieurs compris entre 12 cm et de 16 cm, ces valeurs pouvant évoluer à la marge en fonction du fournisseur qui sera sélectionné.

Chaque câble sera constitué de trois conducteurs composés chacun d'un cœur en cuivre ou en aluminium, gainé par un matériau hautement isolant. Une armure extérieure constituée notamment d'une tresse en acier galvanisé, servant à protéger le câble, regroupera les trois conducteurs ainsi que le faisceau de fibres optiques pour former un câble d'un seul tenant. Les

fibres optiques permettront de créer un réseau de communication entre les éoliennes et le poste électrique.

Figure 20 : Câble



Source: PARKER SCANROPE AS

Tableau 13 : Caractéristiques des câbles inter-éoliennes

CARACTERISTIQUES DES CÂBLES INTER-EOLIENNES	
Tension	66kV
Section	240 ou 800mm ²

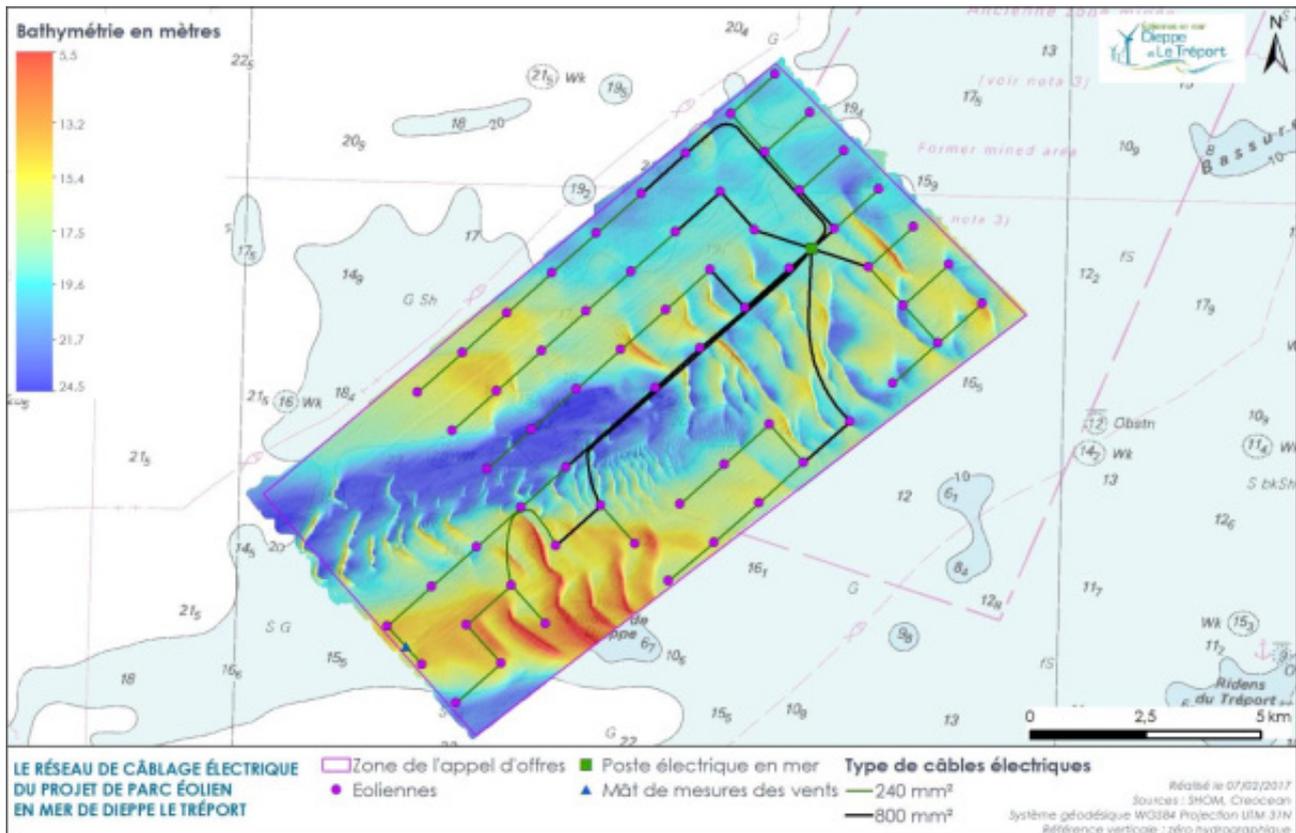
4.5.1.3.2 Le chemin de câblage

Le chemin de câblage prévu par le maître d'ouvrage totalisera un linéaire de 95km. Il a été conçu de façon à suivre les alignements des éoliennes orientées selon le sens du courant, favorisant ainsi le maintien des activités de pêches. Il aura pour rôle de transporter l'électricité produite par les éoliennes vers le poste électrique en mer.

Les 62 éoliennes de 8 MW seront raccordées en 8 grappes comprenant 7 à 8 éoliennes, chacune de ces grappes étant reliée au poste électrique en mer.

La carte suivante présente le réseau de câblage inter-éoliennes prévu pour le parc éolien. Il est à noter que ce cheminement est susceptible d'évoluer légèrement en fonction des résultats de la campagne géotechnique prévue par le maître d'ouvrage avant la période de construction ou dans le cas d'une découverte d'engins explosifs.

Figure 21: Chemin de câblage du parc éolien en mer



Source : EMDT, 2016

La longueur de câble prévue pour la connexion de l'ensemble des éoliennes au poste électrique est d'environ 95km répartis en 57,4km de câbles de section 240mm² et 37,7km de câbles de section 800mm².

Tableau 14: Caractéristiques du chemin de câblage

CARACTERISTIQUES DU CHEMIN DE CABLAGE	
Orientation des câbles	~228°
Longueur de câblage – Section 240mm ²	57,4km
Longueur de câblage – Section 800mm ²	37,7km
Longueur totale de câblage	95,1km

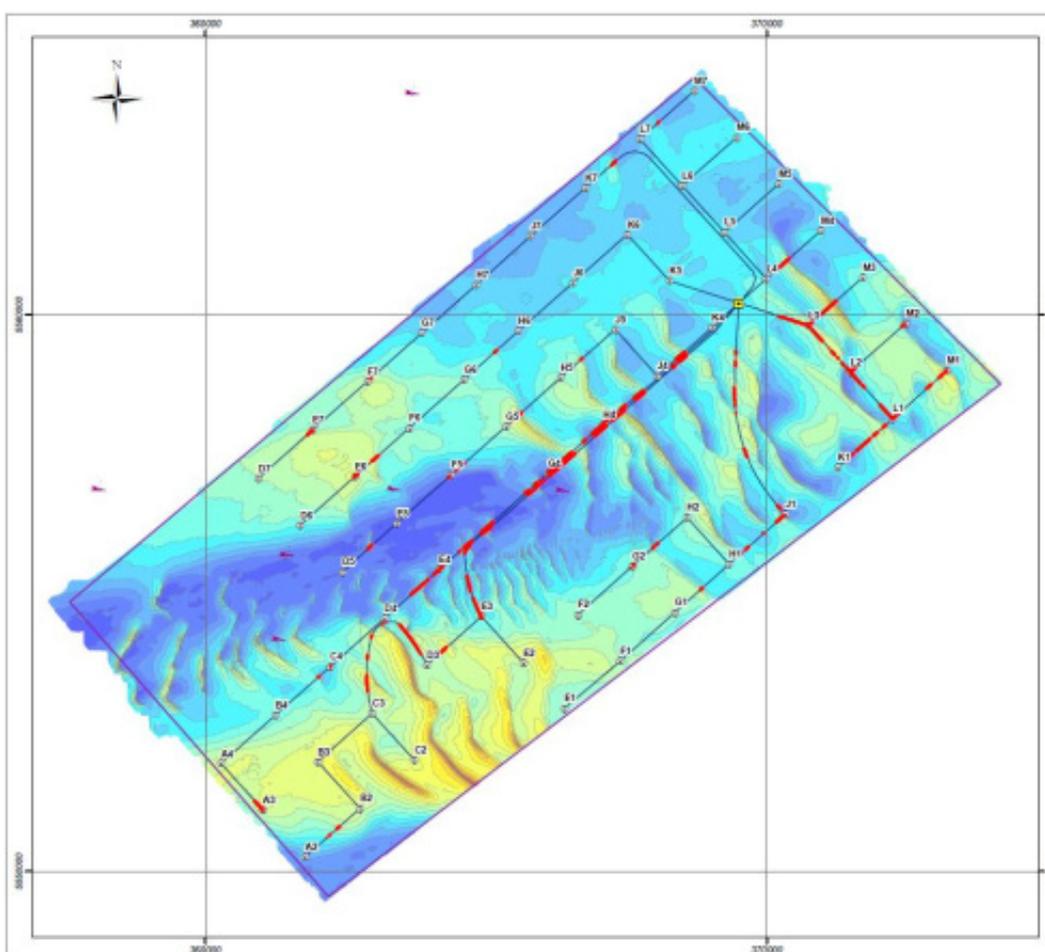
4.5.1.3.3 Protection des câbles

Le maître d'ouvrage prévoit l'ensouillage des câbles inter-éoliennes sur environ 98% de la longueur de leur cheminement, soit sur environ 93 km. Cette technique de protection des câbles consiste à les enfouir sous une couche de sédiments à l'aide d'un robot type ROV (Remotely Operated Vehicle) par envoi d'un jet sous haute pression ou d'une autre technique similaire.

Le cheminement de câblage prévu par le maître d'ouvrage a été défini afin que les câbles inter-éoliennes soient ensouillés sur un sol présentant une épaisseur de sédiments (craie ou argile) supérieure à 2 m et que la traversée des dunes mouvantes présentes sur le site soit limitée, réduisant ainsi le risque d'exposition des câbles au cours de la phase d'exploitation du parc et

permettant une profondeur d'ensouillage qui restera comprise entre 1 m et 1,30 m. Si, suite à l'analyse des résultats de la campagne géotechnique prévue par le maître d'ouvrage, il s'avérerait que la migration des dunes représente un réel risque d'exposition des câbles en certains endroits du parc, le maître d'ouvrage pourra alors procéder avant ensouillage à un aplanissement des dunes. La carte ci-dessous indique en rouge une première estimation des zones où cette opération pourrait s'avérer nécessaire. Ces zones seront néanmoins confirmées avant le début de la construction grâce à l'analyse des résultats de campagnes géophysiques et géotechniques détaillées à venir.

Figure 22: Zones du tracé des câbles inter-éoliennes nécessitant potentiellement un aplanissement des dunes



Source : EMDT, 2018

Lorsque la nature du fond marin ne permettra pas l'ensouillage des câbles ou aux abords des fondations, les câbles seront protégés par la mise en place d'un enrochement. Il est prévu que ce type de protection soit mis en place sur environ 2% de la longueur de cheminement des câbles, soit environ 2 km répartis principalement dans un rayon de 20 m autour de chacune des éoliennes du parc et du poste électrique en mer.

Les dimensions précises de cet enrochement restent à déterminer. Néanmoins, les études menées à ce jour par le maître d'ouvrage prévoient un enrochement d'une hauteur de l'ordre de 0,70 m et d'une largeur de 1,50 m ce qui représenterait un volume total mis en œuvre de l'ordre de 2 100m³.

La granulométrie précise des roches demeure à ce jour à définir. Néanmoins, les études techniques réalisées jusqu'à aujourd'hui prévoient la mise en place de roches constituées :

- ▶ De gravier grossier et très grossier (granulométrie allant de 16 à 64 mm) ;
- ▶ De galets (granulométrie allant de 64 à 256 mm) ;
- ▶ De blocs rocheux (granulométrie allant de 256 à 400 mm).

De même, la provenance et le traitement préalable des roches seront définis en accord avec l'entreprise en charge de l'installation des câbles au sein de la zone du parc. Le maître d'ouvrage prévoit aujourd'hui l'utilisation de roches provenant de carrières européennes (France, Belgique ou Norvège) au sein desquelles les roches seront lavées, concassées puis calibrées avant chargement sur le navire d'installation et mises en œuvre au niveau du sol marin.

4.5.1.4 Le poste électrique en mer

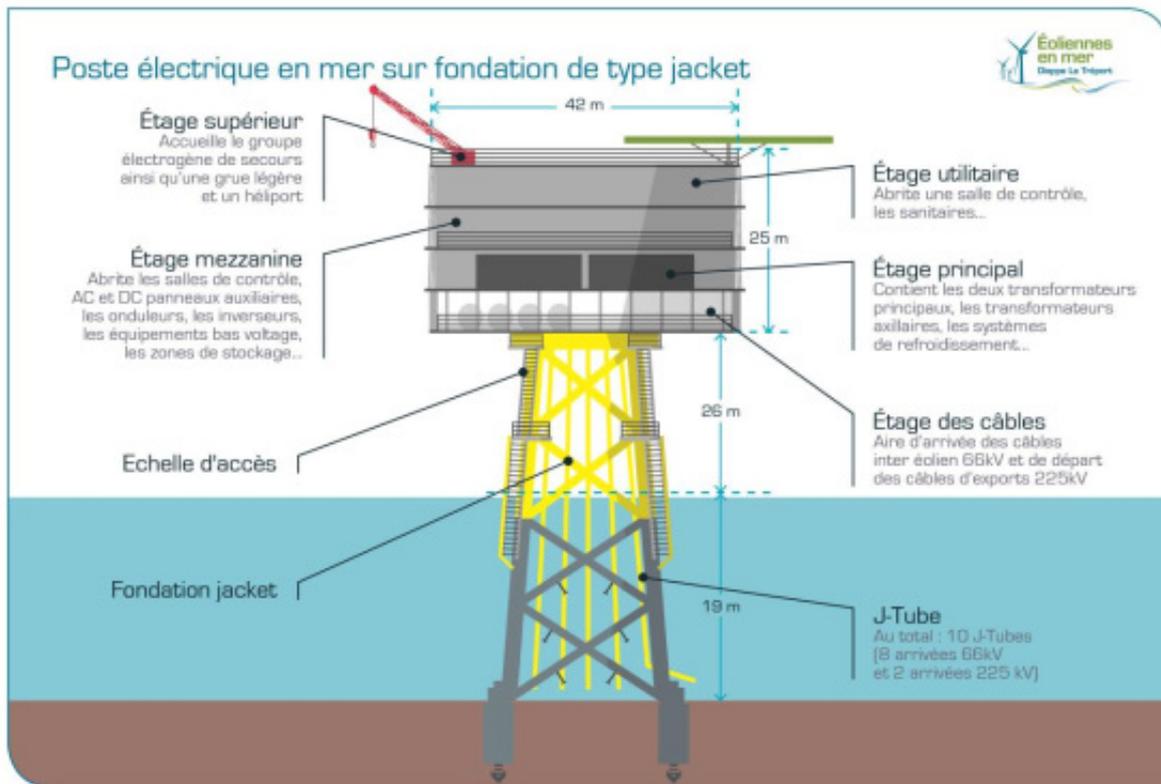
Le parc éolien en mer sera raccordé au réseau public de transport d'électricité géré par Rte au niveau des deux points de livraison regroupés en un unique poste électrique en mer.

Ce poste électrique comprendra les équipements de transformation permettant d'élever le niveau de tension et le comptage de l'énergie délivrée par les éoliennes. Compte tenu de la taille du parc éolien, de la capacité générée par les éoliennes (496 MW installés) et des exigences de Rte, le poste électrique en mer délivrera 560 MVA (2 fois 280 MVA). Les éoliennes seront quant à elles reliées à ce poste électrique par le biais des câbles inter-éoliennes.

Le poste comportera deux parties principales :

- ▶ La fondation jacket ;
- ▶ La plateforme abritant l'ensemble des équipements électriques.

Figure 23 : Le poste électrique en mer et sa fondation



Source: EMDT, 2016

4.5.1.4.1 La fondation jacket du poste électrique en mer

Le poste électrique en mer sera installé sur une fondation de type jacket 4 pieds. De la même manière que dans le cas des fondations des éoliennes, la fondation jacket du poste électrique supportera une série d'équipements nécessaires aux opérations d'exploitation, d'installation et de maintenance en mer, à savoir principalement :

- ▶ Des structures d'accostage et d'accès à la plateforme supérieure (le maître d'ouvrage en prévoit à ce jour deux au niveau de la fondation jacket) ;
- ▶ Une plateforme intermédiaire servant à marée basse (le maître d'ouvrage en prévoit à ce jour deux au niveau de la fondation jacket) ;
- ▶ Une protection cathodique constituée d'une peinture anticorrosion et d'anodes à courant imposé ;
- ▶ Une série de J-tubes ayant pour rôle de protéger le câble inter-éolien depuis la plateforme du poste électrique jusqu'au fond marin (le maître d'ouvrage en prévoit à ce jour huit au niveau de la fondation jacket) ;
- ▶ Une série de J-tubes ayant pour rôle de protéger les câbles de liaison Rte avec le réseau à terre depuis la plateforme électrique du poste électrique jusqu'au fond marin (le maître d'ouvrage en prévoit deux au niveau de la fondation jacket).

La fondation jacket a été conçue pour pouvoir résister à une accumulation de biomasse (ou biofouling) sous-marine de 20cm d'épaisseur et d'une densité de 1325kg/m³.

De même, le maître d'ouvrage ne prévoit aucune protection anti-affouillement au niveau de la fondation jacket du poste électrique en mer.

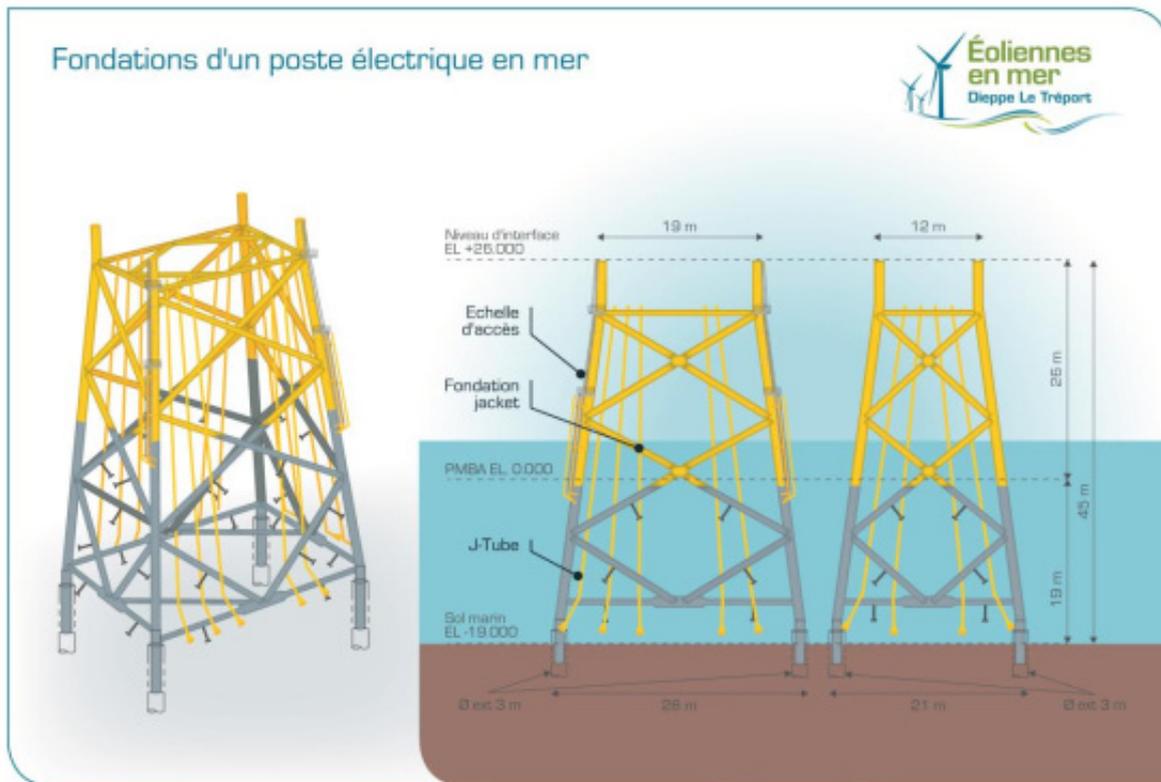
Enfin, la fondation jacket du poste électrique sera équipée d'un système anticorrosion similaire à celui qui sera mis en œuvre pour les fondations jackets des éoliennes, à savoir une combinaison de peinture anticorrosive et d'anodes à courant imposé. A ce jour, il est prévu maximum 20 anodes pour l'ensemble de la fondation du poste électrique. Le dimensionnement final du système sera néanmoins arrêté ultérieurement, une fois que le contractant en charge de la fourniture et de l'installation aura été sélectionné.

Le tableau suivant présente les caractéristiques principales associées à la fondation jacket aujourd'hui considérée pour le poste électrique en mer.

Tableau 15: Caractéristiques de la fondation du poste électrique en mer

CARACTERISTIQUES DE LA FONDATION DU POSTE ELECTRIQUE EN MER	
PIEUX	
Diamètre extérieur	3 m
Longueur totale des pieux	65 m
Profondeur d'enfouissement	55 m
Nombre de pieux	4
Epaisseur d'acier	De 16 à 40 mm
Masse	375 t par pieu
JACKET	
Dimensions au niveau du sol marin	28 x 21 m
Dimensions au niveau de la plateforme	19 x 12 m
Hauteur	45 m
Epaisseur	De 16 à 150 mm
Masse	1 458 t

Figure 24 : Schéma côté d'une fondation jacket 4 pieds du poste électrique en mer



Source : EMDT, 2017

4.5.1.4.2 La plateforme du poste électrique en mer

La plateforme du poste électrique en mer abritera l'ensemble des équipements électriques haute et moyenne tension qui permettront d'élever la tension de l'électricité produite par les éoliennes de 66 à 225kV. Cette élévation de tension est nécessaire au transport d'électricité de forte puissance car elle permet une baisse significative des pertes au niveau des câbles d'exportation.

La plateforme prévue à ce jour par le maître d'ouvrage se composera de 5 niveaux :

- ▶ L'étage des câbles, qui correspondra à l'aire d'arrivée des câbles inter-éoliennes de 66kV et de départ des câbles d'exports de 225kV ;
- ▶ L'étage principal, qui contiendra notamment deux transformateurs principaux, les transformateurs auxiliaires et les systèmes de refroidissement ;
- ▶ L'étage mezzanine, qui abritera les salles de contrôle, les panneaux auxiliaires AC et DC, les onduleurs, les inverseurs, les équipements bas voltage, les zones de stockage ;
- ▶ L'étage utilitaire, qui abritera une salle de contrôle, les sanitaires, ... ;
- ▶ L'étage supérieur, qui accueillera le groupe électrogène de secours ainsi qu'une grue légère et un hélipont. L'usage de cet hélipont sera réservé aux hélicoptères de

maintenance ainsi qu'aux éventuels hélicoptères réalisant des opérations de recherche et de sauvetage en mer.

Le tableau suivant présente les caractéristiques principales associées à la plateforme aujourd'hui considérée pour le poste électrique en mer.

Tableau 16: Caractéristiques de la plateforme du poste électrique en mer

CARACTERISTIQUES DE LA PLATEFORME DU POSTE ELECTRIQUE EN MER	
Nombre de niveaux	5
Hauteur du niveau inférieur (PBMA)	26 m
Hauteur du niveau supérieur (PBMA)	52 m
Hauteur	26 m
Longueur	42 m
Largeur	33 m
Masse	2900 t
Orientation	nord-sud avec hélipont au nord

L'accès à la plateforme du poste électrique s'effectuera par bateau. Dans ce but, la fondation jacket sera équipée de structure d'accostage et d'échelles. Au sein de la plateforme, les déplacements seront possibles grâce à des couloirs, escaliers et échappées qui répondront aux normes d'évacuation en cas d'incendie. Le poste électrique sera également équipé de moyens d'évacuation de secours maritimes conformes aux normes et standards en vigueur.

Le poste électrique sera conçu afin de préserver la santé et la sécurité du personnel amené à y intervenir et répondra donc en ce sens aux normes internationales relatives à la sécurité des installations électriques en mer. Il sera entre autres équipé de moyens d'extinction d'incendie de type gaz inerte (argonite, argogène ou équivalent), mousse à air comprimé ou brouillard d'eau.

Afin d'assurer la préservation du milieu marin dans lequel il s'insérera, le poste électrique sera équipé de plusieurs systèmes de récupération et de stockage des eaux polluées :

Un système de drainage permettra la collecte, la séparation voire le traitement des différents types d'effluents issus du poste électrique, à savoir :

- ▶ Les eaux huilees ;
- ▶ Les huiles et les fluides contenant des agents chimiques ;
- ▶ Les eaux grises et les eaux noires ;
- ▶ Les eaux propres.

La collecte des eaux huilees se fera par gravité ou par pompage jusqu'à un séparateur huiles - eaux. Les huiles recueillies seront alors stockées au sein du réservoir collectant également les huiles et les fluides contenant des agents chimiques. Ce réservoir sera régulièrement récupéré par les navires de maintenance opérant au sein du parc pour être traité à terre. Cette opération se fera par l'intermédiaire d'un système dédié situé au niveau de la jacket ou via des bidons à double fond chargés et déchargés à l'aide de la grue extérieure. Les eaux propres issues de cette séparation seront quant à elles rejetées à la mer.

Les eaux grises et les eaux noires seront traitées directement au niveau du poste électrique afin de pouvoir être rejetées à la mer.

Le poste électrique disposera d'un réservoir d'eau douce d'une capacité d'environ 5m³ et d'un système de distribution. Cette eau sera principalement utilisée pour l'hygiène du personnel pouvant opérer sur le poste pendant sa maintenance.

Le Maître d'Ouvrage ne prévoit pas d'inclure de système d'avitaillement et de stockage d'eau potable. Celle-ci sera en effet apportée par les techniciens opérant sur site.

De même, le maître d'ouvrage ne prévoit pas la mise en place d'un refroidissement des transformateurs à l'aide d'eau de mer, permettant ainsi d'éviter les rejets d'eau de refroidissement en mer.

4.5.1.4.3 Les équipements électriques

Le poste électrique en mer a pour fonctions principales :

- ▶ D'élever la tension du courant produit par les éoliennes de 66 kV à 225kV en vue de son transport vers le réseau public terrestre via les deux câbles d'exportation ;
- ▶ De protéger les équipements électriques du parc éolien des défauts et variations du réseau électrique terrestre ;
- ▶ D'assurer le comptage de l'électricité produite par le parc et injectée sur le réseau électrique terrestre ;
- ▶ Enfin, d'assurer le contrôle et la supervision du parc lors de son exploitation.

Le système électrique principal comprendra tout d'abord quatre jeux de barres à moyenne tension de puissance nominale de 140 MVA permettant de relier les câbles issus des éoliennes à deux transformateurs de puissance à double enroulement. Ces derniers permettront d'élever la tension de l'électricité produite par les éoliennes de 66 à 225kV. Ils seront dimensionnés en adéquation avec la puissance totale du parc éolien, soit 280 MVA chacun.

Une fois sa tension élevée à 225kV, l'électricité transitera via deux cellules à haute tension (225 kV) puis deux câbles sous-marins jusqu'au réseau électrique terrestre. Le dimensionnement, l'approvisionnement, l'installation et l'exploitation de ces 2 câbles seront réalisés par Rte. L'interface avec le réseau public de transport d'électricité se trouvera donc au niveau des têtes de câbles Rte situées au sein du poste électrique.

Afin d'assurer les fonctions de protection vis-à-vis du réseau électrique terrestre, le poste électrique sera également équipé de TPHTB (Tableau de Protection Haute Tension B) et TPHTA (Tableau de Protection Haute Tension A). Les TPHTB, plus communément appelés GIS (Gas Insulated Switchgear) auront pour fonction d'isoler le poste électrique en mer du réseau Rte. Les TPHTA quant à eux permettront d'isoler les éoliennes du parc du poste électrique en mer. La sécurité du réseau sera également réalisée par la connexion des équipements électriques à des transformateurs de mise à la terre.

Le contrôle et la supervision du parc éolien seront réalisés par l'intermédiaire d'un système de contrôle-commande installé au sein de la plateforme et piloté depuis la base d'exploitation et de maintenance située à terre. Ce système sera interconnecté avec le système de contrôle commande des éoliennes. Les armoires de contrôle-commande, de protection et de supervision des différents équipements du poste électrique en mer seront situées dans la salle de contrôle. Au même étage, on trouvera également le contrôle-commande des éoliennes

(SCADA éolien), les compteurs électriques, ainsi que le système de gestion de la production du parc.

Le poste électrique en mer est conçu afin de pouvoir fonctionner de manière autonome, c'est-à-dire sans présence de personnel. Si besoin, un utilisateur pourra prendre la main sur les systèmes électriques du poste depuis la salle de contrôle mais la supervision de la production électrique du parc éolien et de ses équipements sera réalisée à terre, depuis le poste de contrôle. Ainsi, elle ne sera pas considérée comme habitée.

Le poste électrique en mer sera également équipé d'une série de systèmes auxiliaires destinés à assurer les fonctions de prévention et d'extinction d'incendies et à alimenter en cas de coupure du réseau électrique terrestre les équipements nécessaires à la supervision du parc éolien.

4.5.1.5 Le mât de mesure en mer

4.5.1.5.1 Le mât de mesure

Le mât de mesure en mer sera une structure installée au sein du parc destinée à supporter une série d'instruments de mesure des données météorologiques de la zone du parc éolien, notamment :

- ▶ La vitesse du vent ;
- ▶ La direction du vent ;
- ▶ La pression atmosphérique ;
- ▶ Le taux d'humidité.

Il pourra également être le support d'autres instruments comme des instruments pour mesurer le passage de mammifères marins ou de mesures acoustiques sous-marines.

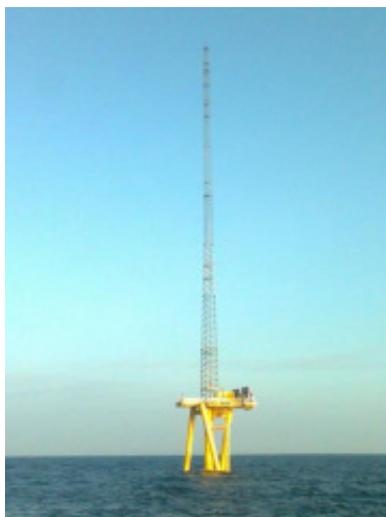
Le mât de mesure sera alimenté en électricité à partir d'un câble 5kV tiré à partir de la plus proche des éoliennes. Il sera également équipé de plusieurs panneaux photovoltaïques munis de batteries d'une autonomie de 7 jours, permettant d'alimenter les instruments de mesure lorsque la vitesse de vent sera en dessous de la plage admissible des éoliennes du parc, à savoir de 11 à 90 km/h.

Sa localisation, face au vent dominant, au sud-ouest de la zone permet d'éviter la majorité des perturbations créées par les éoliennes susceptibles d'affecter la mesure des données par les autres éoliennes.

Le mât de mesure prévu aujourd'hui par le maître d'ouvrage aura une hauteur totale d'environ 100 m PMBA et disposera d'une plateforme de travail située à environ 28 m PBMA d'une superficie comprise entre 150 et 200 m².

Il est aujourd'hui prévu que ce mât de mesure soit installé au cours de la seconde année de construction, après l'installation des composants du parc éolien en mer et démantelé au minimum 15 ans après sa mise en service, certainement avant la fin de l'exploitation du parc.

Figure 25 : Mât de mesure en mer



Source : RES Offshore, 2013

4.5.1.5.2 La fondation jacket du mât de mesure en mer

Le mât de mesure en mer reposera sur une fondation jacket 3 pieds équipée d'équipements similaires à ceux des fondations jackets des éoliennes, à savoir :

- ▶ Une structure d'accostage et d'accès à la plateforme ;
- ▶ Un J-tube ayant pour rôle de protéger le câble électrique alimentant les instruments de mesure du mât de mesure ;
- ▶ Une protection cathodique constituée d'une peinture anticorrosion et d'anodes à courant imposé.

Elle sera constituée d'acier comme les fondations d'éoliennes ou du poste électrique en mer et aura une emprise sur le fond marin représentant un triangle de dimensions 20 x 20 x 18 m. Ses pieux quant à eux présenteront un diamètre d'environ 1,3m pour une longueur totale de l'ordre de 22 m dont environ 20 m seront enfoncés dans le sol marin.

La fondation jacket a été conçue pour pouvoir résister à une accumulation de biomasse (ou biofouling) sous-marine de 20 cm d'épaisseur et d'une densité de 1 325 kg/m³.

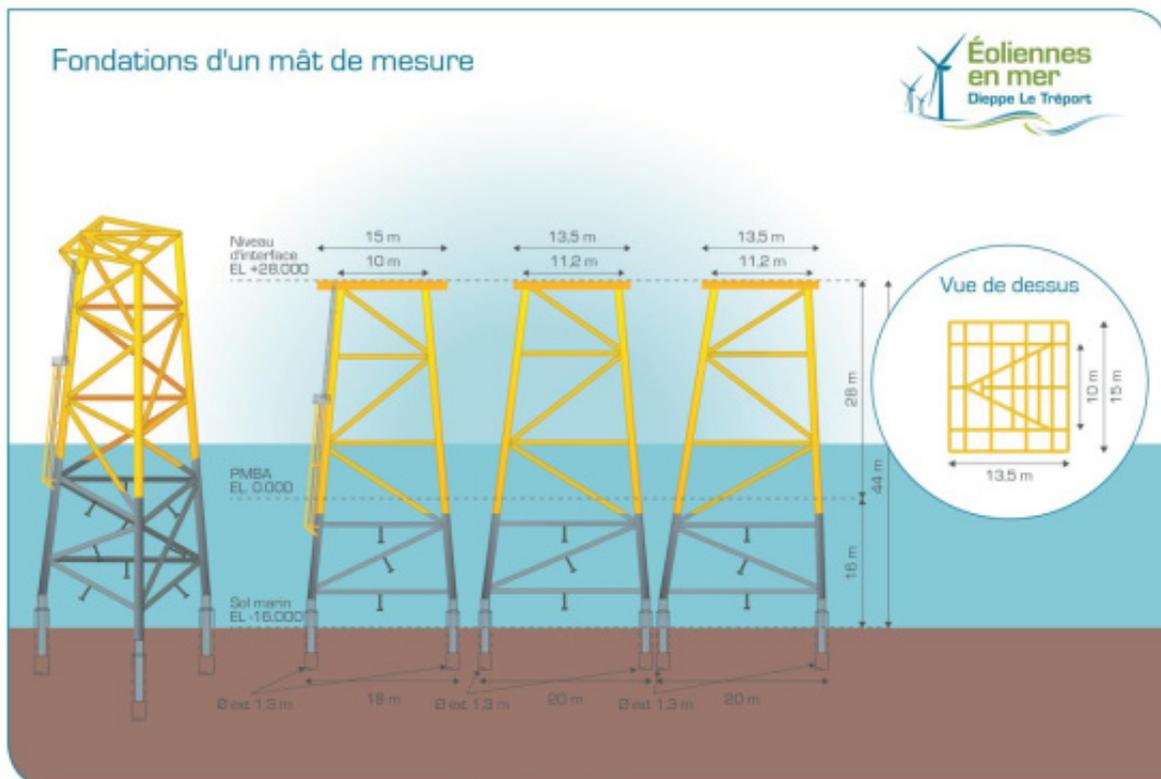
De même, le maître d'ouvrage ne prévoit aucune protection anti-affouillement au niveau de la fondation jacket du mât de mesure en mer.

Enfin, la fondation jacket du mât de mesure sera équipée d'un système anticorrosion similaire à celui qui sera mis en œuvre pour les fondations jackets des éoliennes, à savoir une combinaison de peinture anticorrosive et d'anodes à courant imposé. A ce jour, il est prévu environ 15 anodes pour l'ensemble de la fondation du mât de mesure. Le dimensionnement final du système sera néanmoins arrêté ultérieurement, une fois le contractant en charge de la fourniture et de l'installation aura été sélectionné.

Tableau 17: Caractéristiques du mât de mesure en mer

CARACTERISTIQUES DU MAT DE MESURE EN MER	
MAT DE MESURE	
Hauteur totale	100 m PBMA
Hauteur de la plateforme de travail	28 m PBMA
Superficie de la plateforme de travail	De 150 à 200 m ²
JACKET	
Dimensions au niveau du sol marin	20 x 20 x 18 m
Hauteur	44 m
PIEUX	
Diamètre extérieur	1,3 m
Longueur totale des pieux	22 m
Profondeur d'enfouissement	20 m
Nombre de pieux	3

Figure 26 : Schéma côté d'une fondation jacket 3 pieds du mât de mesure en mer



Source : EMDT, 2017

4.5.2 L'installation du parc éolien

4.5.2.1 Les étapes de construction et d'installation en mer du parc éolien

L'installation des éléments constitutifs du parc éolien se décomposera en plusieurs étapes:

- ▶ Etape 1 : Les travaux préparatoires ;
- ▶ Etape 2 : L'installation des pieux des fondations des éoliennes ;
- ▶ Etape 3 : L'installation des structures jackets des fondations des éoliennes ;
- ▶ Etape 4 : L'installation des câbles inter-éoliennes et de leur protection ;
- ▶ Etape 5 : L'installation du poste électrique et de sa fondation ;
- ▶ Etape 6 : L'installation des éoliennes ;
- ▶ Etape 7 : L'installation du mât de mesure en mer et de sa fondation.

4.5.2.1.1 Etape 1: Les travaux préparatoires

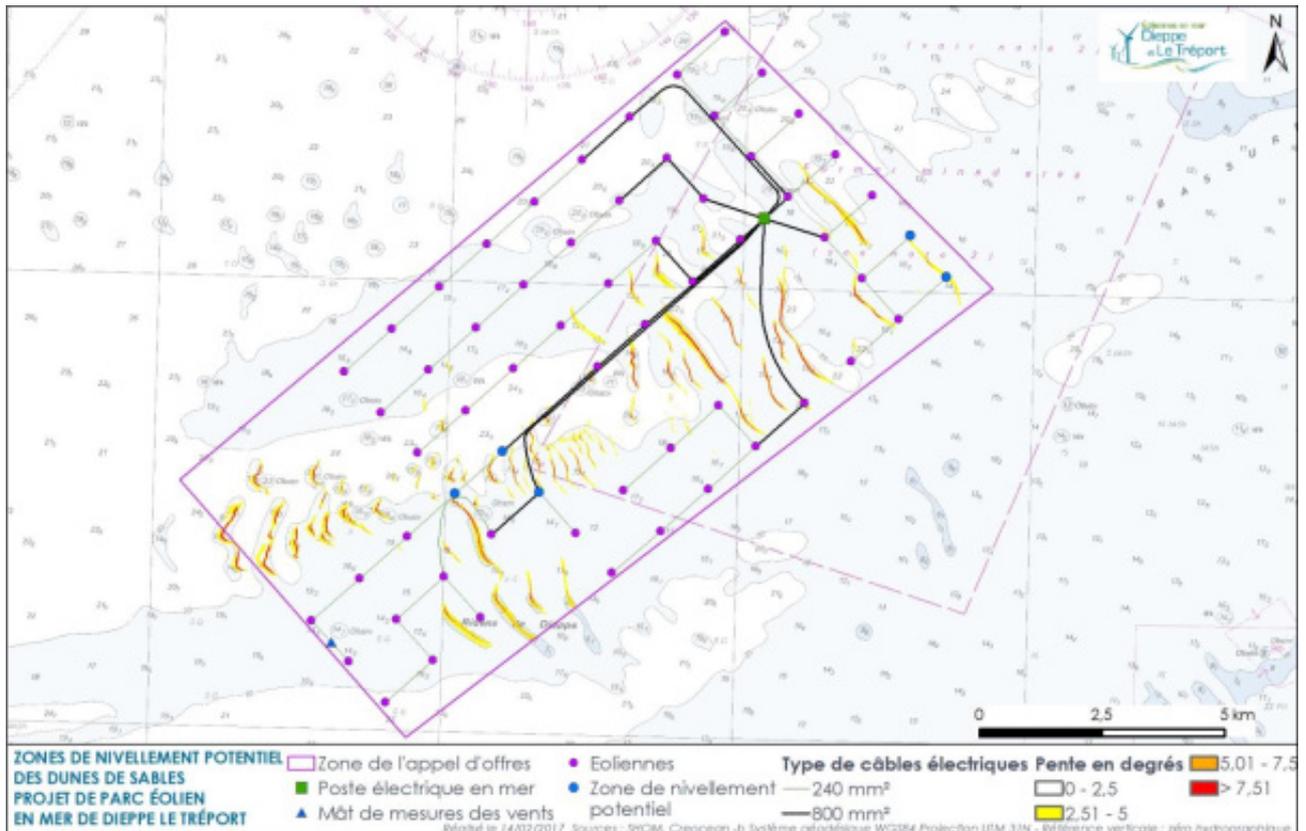
La zone du projet présente un risque pyrotechnique que l'Etat considère significatif. Aussi, une campagne de détection des engins explosifs sera réalisée au plus tard 6 mois en amont du démarrage de l'installation, au droit de chaque emplacement prévu pour les fondations des différents composants du parc ainsi que le long du cheminement de câblage.

Si un engin explosif était trouvé, une stratégie d'évitement de l'engin serait mise en place par le maître d'ouvrage selon un protocole défini avec les Autorités compétentes (Marine Nationale et Préfecture Maritime notamment). Dans le cas où cet évitement ne serait pas possible, l'engin devrait être retiré, sous la responsabilité de l'Etat, avant le démarrage des travaux.

Compte tenu de la présence de dunes mouvantes dans plusieurs zones du parc, un aplanissement pourra être réalisé pour une partie des éoliennes du parc se trouvant hors du secteur des Ridens de Dieppe et pour les tronçons du cheminement de câblage où un risque d'exposition des câbles serait présent.

Si cet aplanissement devait être mis en œuvre, la méthode aujourd'hui considérée par le Maître d'Ouvrage est un aplanissement par dragage de la partie supérieure des dunes. Dans ce cas, le dragage des sédiments est réalisé par pompage depuis un navire de type "Drague à élinde traînante" sur une épaisseur allant de 0 à 3 m au niveau des dunes présentant le plus de risque de mobilité sédimentaire. Les sédiments pompés sont ensuite rejetés aux abords de la zone à aplanir. Si un relargage plus lointain des matériaux était nécessaire, les sédiments pourront également être stockés à bord du navire pour être soit relâchés dans une zone de clapage définie et autorisée, soit utilisés pour des opérations de rechargement du littoral existant à proximité du projet, soit pour une revalorisation des sédiments extraits.

Figure 27 : Positionnement des nivellements potentiels de 5 positions d'éoliennes



Source : EMDT, 2016

4.5.2.1.2 Etape 2 : L'installation des pieux des fondations des éoliennes

Le scénario actuellement considéré pour l'installation des pieux des fondations des éoliennes consiste à les transporter par jeu de 3 fondations (soit 12 pieux) depuis leur port de fabrication jusqu'à la zone du projet sur un navire auto-élévateur. La localisation du port de fabrication n'est pas encore déterminée à ce stade du projet. De façon alternative, une barge pourra également être considérée afin d'alimenter le navire d'installation en pieux et ainsi faire les allers-retours entre le port de fabrication et la zone du projet, le navire d'installation restant quant à lui de façon permanente sur site.

Figure 28 : Chargement des pieux



Source : Alamy, Baltic 2, 2014

Le navire d'installation envisagé pour la mise en œuvre des pieux est de type navire auto-élévateur de 4 à 6 jambes. Ce type de bateau a la capacité de descendre des structures métalliques (appelées jambes) au niveau du sol marin afin qu'elles s'y appuient permettant au navire de s'élever au-dessus du niveau de la mer et ainsi assurer sa stabilité.

Figure 29 : Bateau élévateur à 4 jambes



Source : HGO infrasea solutions

Une fois le navire positionné et relevé par rapport au niveau de la mer, il procédera à l'installation des pieux.

La technique d'installation prévue à ce jour pour les pieux de l'ensemble des fondations jacket du parc est le battage et le cas échéant le forage.

Concernant le battage, il sera procédé tout d'abord à la mise en place d'un cadre au niveau du sol marin à l'aide de deux grues à l'endroit déterminé pour l'installation des pieux.

Figure 30 : Cadre permettant l'installation des pieux d'une fondation Jacket

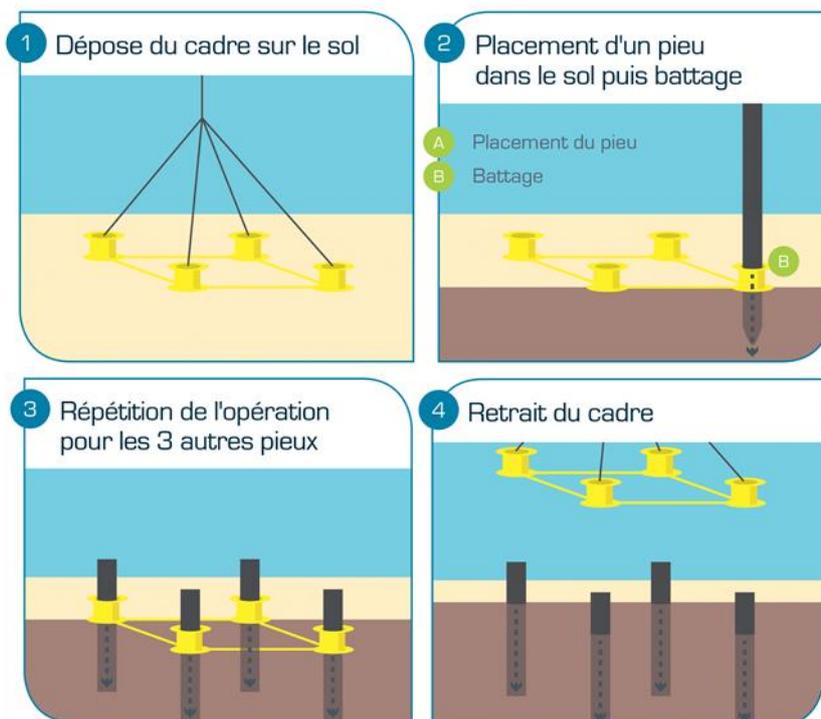


Source : IHC, 2016

Une fois ce cadre installé, le pieu sera positionné et battu dans le sol marin à l'aide d'un marteau hydraulique (ou autre équipement de battage équivalent) jusqu'à la profondeur déterminée.

Le battage est ensuite répété pour les 3 autres pieux de la fondation et une fois les 4 pieux installés, une grue vient retirer le cadre, le charge sur le navire d'installation qui passe à la fondation suivante.

Figure 31 : Technique d'installation des pieux des fondations jackets



Source : EMDT, 2016

Concernant le forage, c'est au cours des prochaines années de développement du projet, que le maître d'ouvrage réalisera une campagne géotechnique sur chacun des emplacements des éoliennes. Cette campagne permettra de déterminer si un forage est requis ou non pour certain emplacement d'éolienne.

Dans le cas d'une installation par forage, une fois le cadre installé, un trou de forage sera réalisé à l'aide d'une tête de forage rotative jusqu'à la profondeur déterminée. Il existe à ce jour deux solutions de forage préconisées par le maître d'ouvrage :

- ▶ Un forage avec eau de mer utilisée au sein d'un système de circulation inversée. Ce dernier repose sur le pompage depuis le navire d'installation puis l'injection au niveau du forage d'eau de mer sous pression, permettant la remontée des déblais issus du forage à la surface. Ils seront ensuite redéposés autour de la fondation à l'aide d'un système spécifique à cet usage, a priori à l'aide d'un tuyau venant les déposer au plus proche du fond marin (technique similaire à celle de l'enrochement).
- ▶ Si nécessaire un forage avec boues lubrifiantes, utilisant un système de circulation fermée afin d'éviter tout risque de dispersion dans le milieu marin. Les boues et déblais de forage (cuttings) seront alors récupérés sur un navire et triés. Les cuttings seront ensuite déposés au pied des fondations de la même façon que pour un forage sans boues lubrifiantes.

Si elles sont effectivement mises en œuvre, les boues de forage seront utilisées en circuit fermé, évitant ainsi les rejets dans le milieu marin. La composition des boues de forage qui pourraient être mises en œuvre n'a pas encore été déterminée à ce stade du projet. Néanmoins, le maître d'ouvrage favorisera l'utilisation de boues dites naturelles, à savoir composées majoritairement de bentonite en suspension dans une solution de saumure.

Le forage en circuit fermé permettra également une séparation granulométrique des matériaux. Les résidus issus du forage seront remontés à la surface, triés selon leur granulométrie au niveau du navire d'installation puis redéposés sur le sol marin au pied des fondations des éoliennes à l'aide d'une grue ou d'un matériel plus spécifique à cet usage. Le volume de matériaux extraits du forage est estimé à environ 1 000m³ par éolienne. Ces matériaux seront répandus au pied des fondations des éoliennes, dans un rayon estimé à ce jour à 15m ce qui constituera par éolienne une couche de sédiments d'une surface d'environ 700m² et d'une épaisseur d'environ 1,5m. Il est estimé que 20% de ces résidus seront susceptibles d'être mis en suspension dans la colonne d'eau, les 80% restants étant suffisamment grossiers pour chuter rapidement et se déposer sur les fonds. Cette valeur conservatrice tient compte d'éventuelles traces de boues de forage.

Les études géotechniques effectuées permettent au maître d'ouvrage d'évaluer à 90% le nombre de fondations devant être battues et à 10% celles qui pourraient être forées.

Figure 32 : Tête de forage rotative



Source : ATKINS, 2015

Une fois la profondeur nécessaire atteinte, la tête de forage rotative sera retirée et le pieu métallique sera installé dans le trou de forage.

Le pieu sera figé au sein de son logement à l'aide de béton. Pour cette opération, une série de tuyaux est déroulée depuis une pompe à injection jusqu'au niveau du trou de forage. Le béton est injecté entre les parois extérieures de ce trou et le pieu. On poursuit l'opération jusqu'à ce que l'ensemble du trou de forage soit comblé et que le béton ressorte au niveau du sol marin. La surveillance de l'opération est assurée par une ROV (Remotely Operated Vehicle). On estime la quantité nécessaire à cette opération à environ 135 tonnes de béton par pieu. La composition du béton qui sera mis en œuvre n'est pas fixée mais le maître d'ouvrage prévoit à ce jour l'utilisation de béton à base ciment « Ordinary Portland Cement », à savoir un béton couramment utilisé dans le monde de la construction en mer.

Il est prévu à ce jour que l'installation des pieux dure (hors aléa météorologique) :

- ▶ Environ 60h pour le chargement et le transport de 3 jeux de 4 pieux entre le port de fabrication et la zone du projet ;
- ▶ Environ 200h pour l'installation de 3 jeux de 4 pieux sur site selon la séquence suivante :
 - 8h pour le positionnement du navire à l'endroit désiré, l'installation du cadre et la vérification sous-marine par ROV préliminaire au battage (vérification de la bonne mise en place du cadre sur le fond marin),
 - 50h pour l'installation de 4 pieux, soit la mise en place des pieux d'une fondation¹⁵,
 - 10h pour la récupération du cadre, l'inspection post-installation et le repositionnement du navire au niveau de la prochaine fondation.

¹⁵ En l'état actuel des connaissances des conditions de sol du site du projet, le battage d'un pieu d'une longueur de 65m est aujourd'hui estimé durer entre 10 et 12h. Cette durée sera confirmée suite à l'analyse des résultats de la campagne géotechnique détaillée qui sera menée par le Maître d'Ouvrage.

4.5.2.1.3 Etape 3 : L'installation des structures jackets des fondations des éoliennes

Le cas de base actuellement considéré prévoit un chargement des structures jackets depuis leur port de fabrication directement sur le navire d'installation par lot de 3. Néanmoins, de la même manière que pour les pieux, il sera également possible que des barges soient mises en œuvre afin d'approvisionner le navire d'installation restant sur site.

Figure 33 : Chargement de fondation jacket



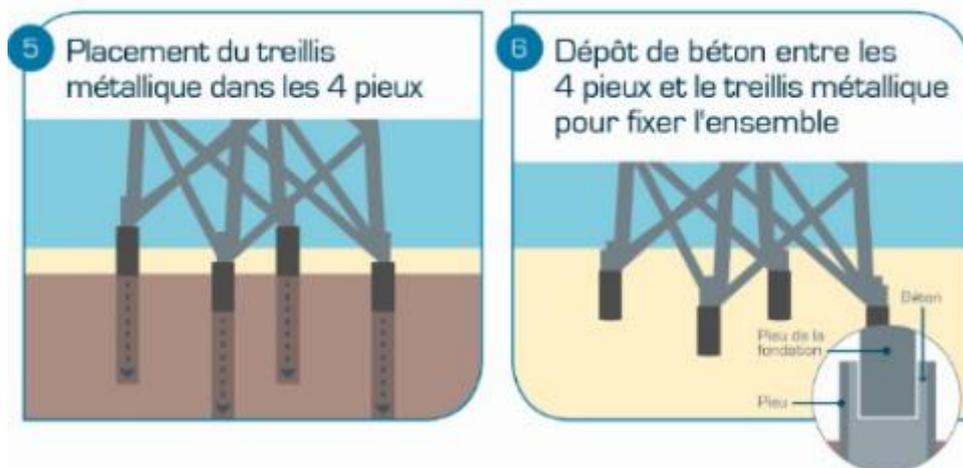
Source : Navantia, 2014

Pour l'installation des structures jackets, le maître d'ouvrage prévoit l'utilisation d'un navire d'installation auto-élévateur similaire à celui utilisé pour l'installation des pieux ou un navire à positionnement dynamique.

Une fois le navire parvenu à l'emplacement de l'éolienne, la structure jacket sera positionnée à l'aide d'une grue au droit des pieux installés précédemment, les extrémités inférieures du treillis métalliques étant insérées dans la partie des pieux non enfoncée dans le sol marin.

Afin d'assurer le scellement entre la structure jacket et les pieux, on injectera environ 150 tonnes de béton par fondation (38t par pieu). Pour cette opération, on déroulera depuis une pompe à injection une série de tuyaux qui injecteront du béton entre les parois du pieu métallique et celles des pieds de la fondation jacket jusqu'à remplissage. Il est prévu aujourd'hui que cette opération soit réalisée par un navire plus petit, à positionnement dynamique.

Figure 34 : Installation de la fondation jacket sur les pieux



Source : EMDT, 2018

Figure 35 : Installation d'une fondation jacket



Source : IHC, 2016

Il est prévu à ce jour que ces opérations d'installation durent (hors aléa météorologique) :

- ▶ Environ 50h pour le chargement et le transport de 3 fondations jackets entre le port de fabrication et la zone du projet ;
- ▶ Environ 130h pour l'installation de 3 jackets sur site.

4.5.2.1.4 Etape 4 : L'installation des câbles inter-éoliennes et de leur protection

Les câbles inter-éoliennes du parc seront acheminés depuis leur port de fabrication directement par le navire à positionnement dynamique qui servira à leur installation.

Figure 36 : Câble sur un navire câblé

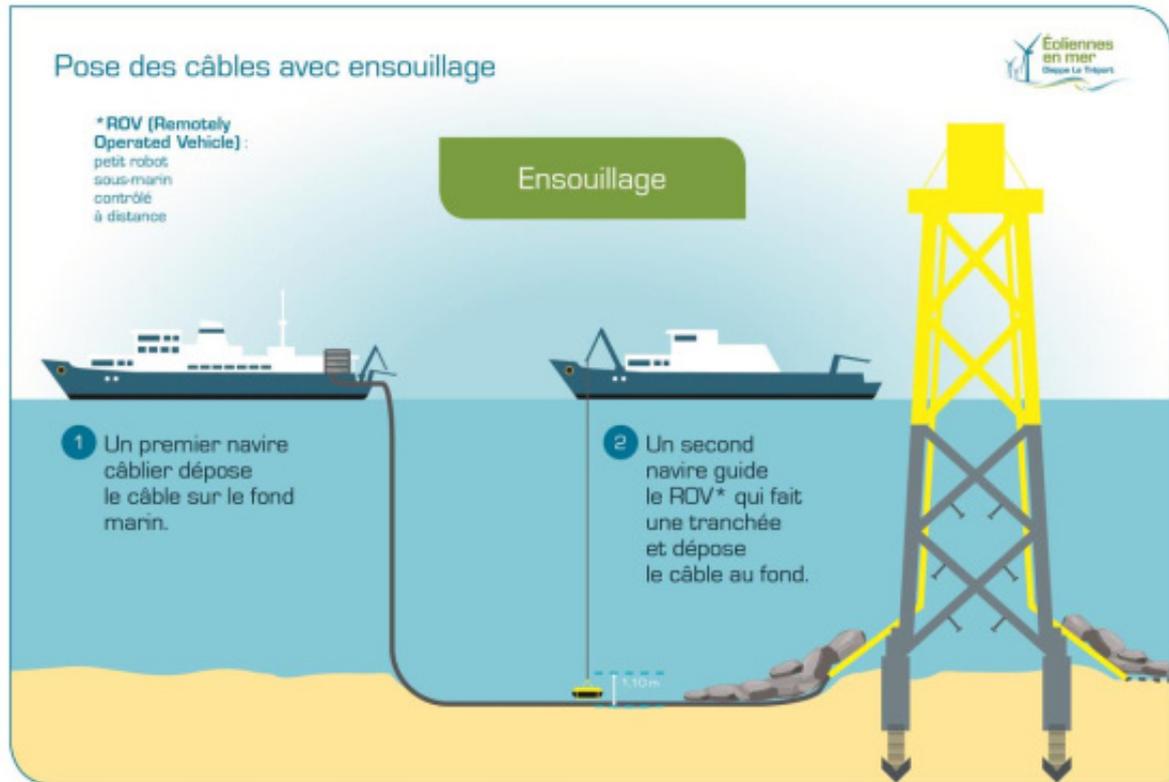


Source: Sheringham Shoal Offshore wind farm

Pour l'installation des câbles inter-éoliennes entre deux éoliennes ou entre une éolienne et le poste électrique en mer, on procède de la façon suivante :

- ▶ Une équipe de techniciens postée sur la pièce de transition de l'éolienne fait descendre un câble messenger dans l'un des J-tubes installés sur la fondation jacket. A l'autre extrémité de ce J-tube, le câble messenger est récupéré à l'aide d'un robot sous-marin de type ROV (Remotely Operated Vehicle) et attaché à l'extrémité du câble inter-éolienne à installer. L'équipe de techniciens peut alors faire remonter ce câble à l'intérieur du J-tube jusqu'à la pièce de transition où il sera temporairement fixé.
- ▶ Une fois en place au niveau de l'éolienne, le navire d'installation déroule le câble et le dépose sur le fond marin selon le tracé déterminé jusqu'à la prochaine éolienne ou le poste électrique en mer.

Figure 37 : Description de la pose du câble et de son ensouillage



Source : EMDT, 2017

A ce moment-là, on procède de la même manière que précédemment pour la remontée du câble jusqu'à la pièce de transition, à savoir à l'aide d'un câble messenger inséré au sein d'un J-tube.

Figure 38 : Navire câblage



Source : Bateau de Jan de Nul Group mis en œuvre pour le parc éolien en mer de Burbo Bank

Le câble déroulé mis en place sur le fond marin, on peut procéder à son ensouillage par un navire à positionnement dynamique.

La technique considérée à ce jour par le maître d'ouvrage est le jetting. Pour cette opération, un ROV (Remotely Operated Vehicle) est placé le long du tracé du câble. Une série de tubes sont insérés au sein de la couche sédimentaire de part et d'autre du câble à ensouiller et envoient un jet d'eau à haute pression, permettant de fluidifier les sédiments et ainsi creuser un sillon. Le câble peut alors s'enfoncer dans le sol sous son propre poids.

Il est prévu que la technique d'ensouillage soit mise en œuvre sur environ 98% de la longueur des câbles, soit environ 93km.

Lorsque la nature du fond marin ne permettra pas l'ensouillage des câbles ou aux abords des fondations, les câbles seront protégés par la mise en place d'un enrochement. Il est prévu que ce type de protection soit mis en place sur environ 2% de la longueur de cheminement des câbles, soit environ 2km. Dans le cas de l'enrochement, un navire à positionnement dynamique chargé de roches vient se placer le long du tracé du câble et dépose à l'aide d'un tuyau ou d'un équipement spécifique les roches destinées à assurer la protection du câble.

Ces opérations sont répétées pour chacune des sections de câbles situées entre deux éoliennes ou entre une éolienne et le poste électrique en mer.

Enfin, quelques opérations supplémentaires viennent s'ajouter à celles précédemment décrites:

- ▶ La terminaison des câbles qui consiste à connecter chaque câble aux équipements électriques des éoliennes;
- ▶ La mise sous tension du câble qui intervient à la suite de la mise en œuvre de plusieurs tests dont des tests de continuité électrique ainsi que des tests sur la fibre optique.

Il est prévu à ce jour que ces opérations d'installation durent (hors aléa météorologique) :

- ▶ Environ 100 h pour le transport de l'ensemble du câblage inter-éoliennes du parc depuis le port de fabrication ;
- ▶ Environ 15 h pour la pose d'un kilomètre de câble sur site ;
- ▶ Environ 10 h pour l'ensouillage ou l'installation de l'enrochement d'un kilomètre de câble sur site.

4.5.2.1.5 Etape 5 : L'installation du poste électrique et de sa fondation

Le poste électrique et sa fondation seront assemblés à terre puis acheminés depuis leur port de fabrication jusqu'à l'emplacement de son installation sur une même barge. L'installation de la fondation quant à elle sera réalisée à l'aide d'un navire à positionnement dynamique.

Figure 39 : Transport de la fondation et de la plateforme du poste électrique en mer

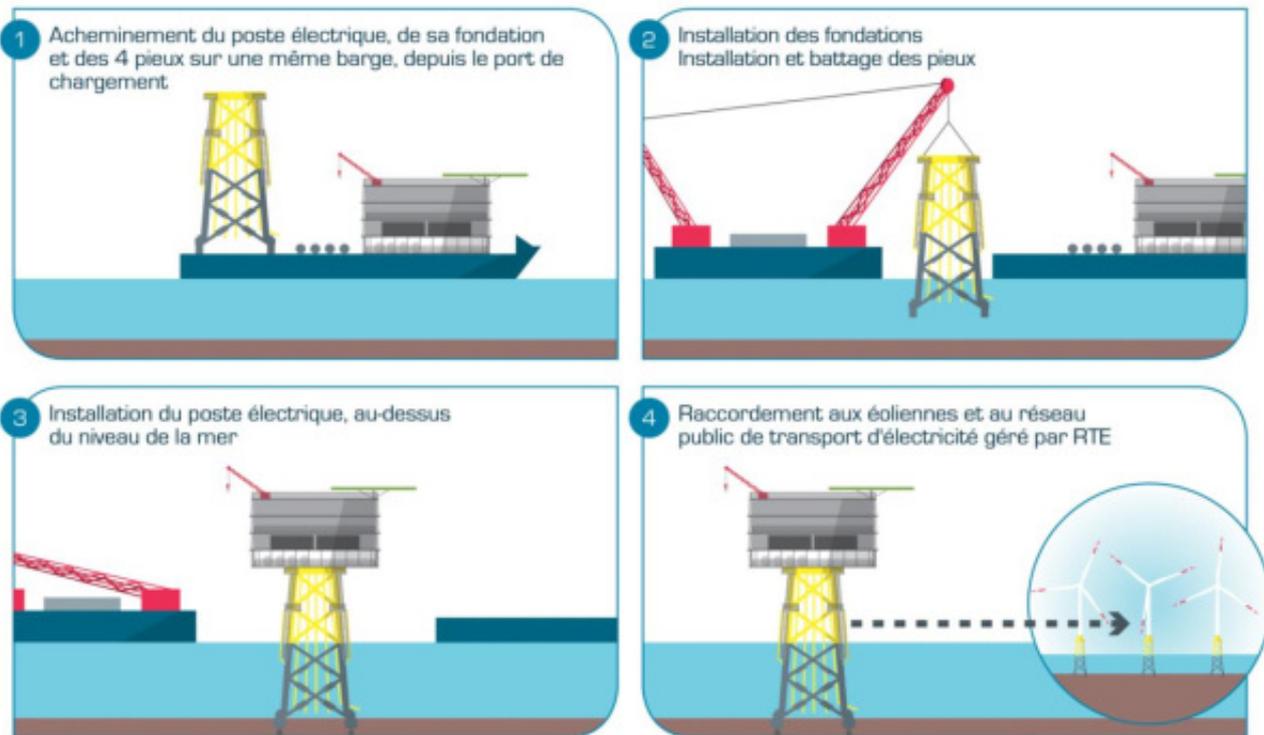


Source : ATKINS, 2015

Pour l'installation du poste électrique en mer, on procédera tout d'abord à l'installation de la structure jacket sur le sol marin, à l'emplacement désigné. Puis on procédera au battage des pieux selon la même technique que celle décrite pour le battage des pieux des fondations des éoliennes.

Une fois la fondation jacket mise en place, le navire viendra à l'aide d'une grue déposer la plateforme sur l'extrémité supérieure de la fondation jacket. Ces deux structures seront alors fixées mécaniquement afin de ne former qu'une seule structure solidaire.

Figure 40 : Principe d'installation du poste électrique et de sa fondation



Source : EMDT, 2016

L'installation du poste électrique en mer s'effectuera avant l'installation des éoliennes afin de pouvoir exporter l'électricité produite dès la mise en service des premières éoliennes.

Figure 41 : Poste électrique en mer



Source : Van Oord, 2015

Il est prévu à ce jour que ces opérations d'installation durent (hors aléa météorologique) :

- ▶ Environ 130h pour le chargement et le transport de la fondation jacket et de la plateforme du poste électrique entre le port de fabrication et la zone du projet ;
- ▶ Environ 120h pour le battage et l'installation des pieux, de la jacket et de la plateforme sur site.

4.5.2.1.6 Etape 6 : L'installation des éoliennes

Fabrication et stockage

La fabrication des éoliennes, leur stockage ainsi que leur pré-assemblage seront effectués depuis le port du Havre. Les opérations de pré-assemblage consisteront principalement en l'assemblage des trois tronçons du mât en une pièce unique et l'assemblage du moyeu du rotor à la nacelle.

Chargement des éoliennes à quai

Le cas de base actuellement considéré prévoit un chargement des éoliennes depuis leur port de fabrication au Havre. Ce chargement se fera directement sur le navire d'installation de type navire auto-élévateur de 4 à 6 jambes, à l'aide de la grue du navire. Cette opération de chargement ne nécessitera donc pas de structure portuaire particulière.

Il est prévu actuellement de charger au minimum 4 éoliennes par trajet, tout élément compris (mât préassemblé, nacelle, pales). Ces derniers seront maintenus sur le navire grâce à des équipements spécifiques présentés sur les figures ci-après.

L'ensemble du chargement prendra environ 40 heures.

Figure 42 : Chargement des éléments de l'éolienne au port de maintenance lourde par un navire auto-élévateur



Source : EMDT, 2016

Figure 43 : Système de maintien des pales pour le transport



Source : CIG maritime Technology, 2016

Transport jusqu'à la zone du projet

Une fois chargées sur le navire auto-élevateur, les éoliennes sont transportées jusqu'à l'emplacement de leur installation. Le temps de transport est aujourd'hui estimé à environ 9 heures, hors aléa météorologique qui pourrait allonger le temps de transport.

Figure 44 : Transport des éoliennes



Source: EMDT, 2016

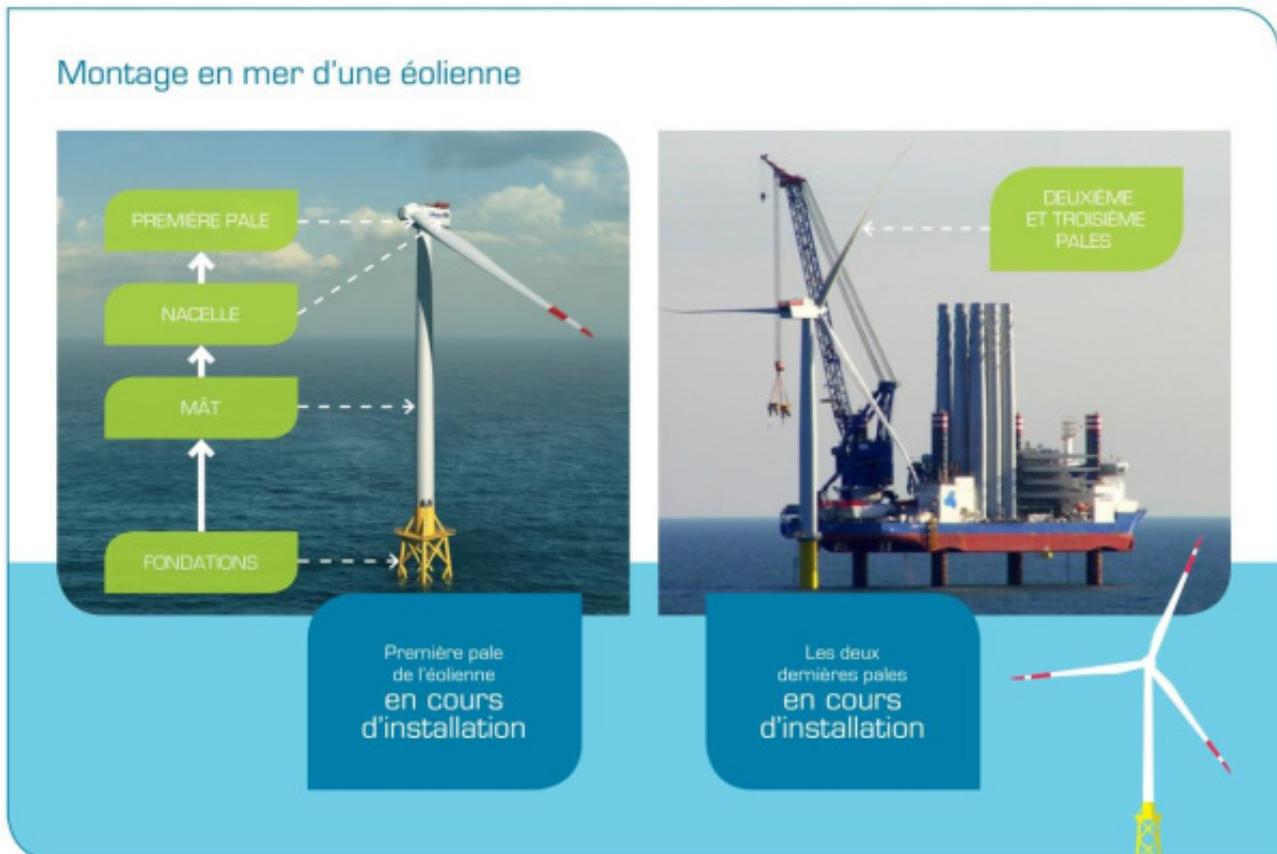
Installation des éoliennes

Une fois positionné à proximité de la fondation sur laquelle doit être installée l'éolienne, le navire auto-élevateur se surélève en prenant appui à l'aide de ses jambes sur le sol marin.

Il installe dans un premier temps le mât sur la pièce de transition. Une fois celui-ci fixé, la nacelle est ensuite installée et fixée à l'extrémité du mât. La première pale est ensuite insérée horizontalement sur le moyeu puis fixée. Le rotor est enfin tourné de 120° puis 240° afin d'installer les deux autres pales de la même manière.

Une fois l'ensemble des éléments de l'éolienne installés et fixes, le navire auto-élévateur remonte ses jambes et passe à l'éolienne suivante.

Figure 45 : Montage en mer d'une éolienne



Source : EMDT, 2016

Il est prévu à ce jour que ces opérations d'installation durent (hors aléa météorologique) :

- ▶ Environ 50h pour le chargement et le transport de quatre éoliennes entre le port de fabrication et la zone du projet ;
- ▶ Environ 120h pour l'installation de 4 éoliennes sur site.

4.5.2.1.7 Etape 7 : L'installation du mât de mesure en mer

Le scénario actuellement considéré par le maître d'ouvrage prévoit un chargement du mât de mesure en mer et de sa fondation directement sur le navire d'installation depuis le port de fabrication.

Le navire d'installation prévu sera de type navire auto-élévateur à 4 ou 6 jambes, similaire à ceux utilisés pour l'installation des éoliennes ou un navire à positionnement dynamique.

L'installation du mât de mesure en mer se déroulera en 2 phases.

Premièrement, on procèdera au battage des pieux suivant la technique utilisée pour l'installation des fondations des éoliennes. On viendra ensuite insérer la fondation jacket au niveau des pieux et on procédera à une injection de béton (8 m³ par pieu) afin de sceller la jacket au pieu.

Dans un second temps, on viendra installer puis fixer mécaniquement le mât de mesure sur sa fondation.

Il est prévu à ce jour que ces opérations d'installation durent (hors aléa météorologique) :

- ▶ Environ 24h pour le battage des pieux
- ▶ Environ 120h pour l'installation de la fondation jacket et du mât de mesure

4.5.2.2 Modalités des travaux restant encore à définir

Le tableau ci-dessous présente les modalités de réalisation restant à définir, le calendrier des points d'arrêts pour ces choix ainsi que les modalités de porter à connaissance du Préfet des choix réalisés.

Modalité des travaux	Choix à réaliser	Modalités de porter à la connaissance du Préfet	Calendrier point d'arrêt choix
Nombre et emplacement des fondations forées	En l'état actuel des connaissances sur la nature des sols du site, le maître d'ouvrage a estimé qu'un maximum de 10% des fondations des éoliennes devra être réalisé par forage et non par battage de pieux.	Aucune, les deux techniques ayant été analysées dans l'étude d'impact. Si toute fois il s'avérait que plus de 10% des fondations devraient être réalisées par forage (soit plus de 6 au total), un Porter à Connaissance à l'intention du Préfet serait réalisé.	Suite à la délivrance des autorisations administratives du parc et de l'analyse des résultats de la campagne géotechnique de l'été 2018, ces choix seront arbitrés avec l'entreprise sélectionnée en phase de préparation chantier.
La technique utilisée pour le forage (avec eau de mer ou avec boues lubrifiantes)	En fonction de la nature des sols observée lors des forages de reconnaissance géotechnique effectués en 2018 et des capacités des contractants sélectionnés pour l'installation des fondations des éoliennes, il conviendra d'arbitrer pour chaque emplacement de la technique utilisée pour le forage.	Aucune, les deux techniques ayant été analysées dans l'étude d'impact.	Suite à la délivrance des autorisations administratives du parc et de l'analyse des résultats de la campagne géotechnique de l'été 2018, ces choix seront arbitrés avec l'entreprise sélectionnée en phase de préparation chantier.
La composition chimique des peintures anticorrosives et des anodes à courant imposé	Les peintures anticorrosives seront de type époxy, polyuréthane ou vinylique, neutre pour l'environnement. Par ailleurs, il est envisagé d'installer 16 à 20 anodes à courant imposé par fondation, 20 pour la fondation du	Le Maître d'Ouvrage imposera une peinture neutre pour l'environnement au cahier des charges de son contractant. Un cas maximisant de 20 anodes à courant	Suite à la délivrance des autorisations administratives du parc, le dimensionnement final du système sera arrêté avec le contractant en charge de la fourniture et de l'installation et ces choix

	<p>poste électrique, et une quinzaine pour l'ensemble de la fondation du mât de mesure.</p> <p>Les échanges avec les contractants sélectionnés pour la fabrication et l'installation en mer des fondations des éoliennes et du poste électrique permettront de préciser la composition chimique des moyens de protection cathodique.</p>	<p>imposé par fondation de chaque éolienne, de même que pour le poste électrique, et une quinzaine pour le mât de mesure ayant été analysé dans l'étude d'impact, aucune information supplémentaire n'est nécessaire.</p>	<p>seront arbitrés avec lui en phase de préparation chantier.</p>
<p>La localisation et le linéaire des zones où les câbles inter-éoliennes électriques sous-marins seront protégés par recouvrement</p>	<p>En fonction de la nature des fonds marins sur le tracé du câblage inter-éolien, la technique d'ensouillage ne pourra être mise en œuvre partout, aussi la technique d'enrochement devra être déployée à certains endroits restants à identifier, au maximum sur 2% du linéaire total.</p>	<p>Aucune, cette hypothèse maximale de 2% ayant été considérée dans l'étude d'impact.</p> <p>S'il s'avérait nécessaire de recourir à l'enrochement sur plus de 2% du linéaire, avec une incidence significativement supérieure à celle envisagée dans l'étude d'impact, un Porter à Connaissance serait réalisé à l'intention du Préfet.</p>	<p>Lors de l'analyse des résultats de la campagne géotechnique de l'été 2018, fin 2018.</p>
<p>La nature et origine des matériaux utilisés pour le recouvrement des câbles inter-éoliennes</p>	<p>Les études techniques préalables envisagent à ce jour la mise en place de roches constituées de graviers grossiers et très grossiers, de galets, et blocs rocheux provenant de carrières européennes.</p> <p>La constitution précise, la provenance et le traitement préalable des roches seront définis en accord avec l'entreprise en charge de l'installation des câbles au sein de la zone du parc.</p>	<p>Aucune, les diverses constitutions, provenance et traitement préalable des roches ayant été considérés dans l'analyse des impacts.</p>	<p>Suite à la délivrance des autorisations administratives du parc, ces choix seront arbitrés avec l'entreprise sélectionnée en phase de préparation chantier.</p>
<p>La technique utilisée pour l'ensouillage des câbles inter-éoliennes</p>	<p>La technique prévue à ce jour consiste à enfouir les câbles sous une couche de sédiments à l'aide d'un robot type ROV (Remotely Operated Vehicle) par envoi d'un jet sous haute pression. Une autre technique possible pourrait être le creusement d'une tranchée avant la dépose du câble à l'aide d'une charrue ou d'une trancheuse mécanique.</p>	<p>Aucune, les deux techniques ayant été considérées dans l'analyse des impacts.</p>	<p>Suite à la délivrance des autorisations administratives du parc, ces choix seront arbitrés avec l'entreprise sélectionnée en phase de préparation chantier.</p>
<p>La localisation et le linéaire des zones où l'ensouillage des câbles inter-éoliennes</p>	<p>S'il s'avère que la migration des dunes représente un réel risque d'exposition des câbles en certains endroits du parc, il serait nécessaire de procéder avant ensouillage à un aplanissement des dunes.</p>	<p>Aucune, l'aplanissement des dunes par dragage ayant déjà été envisagé aux abords de 5 éoliennes et à</p>	<p>L'analyse des résultats de la campagne géotechnique de l'été 2018, fin 2018, confirmera la nécessité d'y procéder sur ces zones identifiées ou non.</p>

nécessitera un aplanissement des dunes		plusieurs endroits déjà identifiés le long du tracé des câbles, et a été donc étudié dans la partie impacts.	
La technique d'aplanissement des dunes	La méthode aujourd'hui considérée consiste en un dragage de la partie supérieure des dunes, par pompage depuis un navire. Les sédiments pompés seront rejetés aux abords de la zone ou plus loin, soit dans une zone de clapage définie et autorisée, ou ils pourraient être utilisés pour des opérations de rechargement du littoral existant à proximité du projet, ou pour être revalorisés.	Les modélisations concernant les opérations de dragage et d'installation des câbles inter-éoliennes mettent en évidence que le rejet à l'avancée ne modifiera que de manière localisée les concentrations. Celles-ci n'augmenteront jamais la turbidité naturelle de plus de 5 mg/l et le panache se dispersera en quelques heures. Si le volume dragué dépassait ce qui est estimé à ce jour et devait faire l'objet d'un clapage dans une zone définie et autorisée, le Maître d'ouvrage contacterait la Préfecture maritime afin de recueillir ses instructions et réaliserait un Porter à Connaissance afin d'en formaliser les impacts induits.	Suite à l'analyse des résultats de la campagne géophysique de l'été 2018, le Maître d'ouvrage aura une parfaite connaissance de la zone et saura évaluer si le volume à draguer dépasse les hypothèses considérées dans l'étude d'impact.

4.5.2.3 Le planning de construction

Le scénario à ce jour considéré par le maître d'ouvrage pour la phase de construction s'étend sur deux ans hors conditions météorologiques défavorables.

Le calendrier prévisionnel de la phase de construction est présenté ci-dessous.

SCENARIO DU TRAFIC MARITIME SUR LA ZONE DU PROJET (SCENARIO DE BASE)	
	1000h pour l'ensouillage et l'enrochement du câblage sur l'ensemble de sa longueur
Installation du poste électrique en mer	1 navire à positionnement dynamique et 1 barge d'approvisionnement présents sur site 120h pour l'installation des pieux, de la fondation jacket et de la plateforme
Installation des éoliennes	1 navire autoélévateur présent sur site 120h sur site par rotation (installation de 4 éoliennes) 50h entre 2 rotations pour rechargement et transport d'éoliennes depuis le port de fabrication 16 rotations prévues au total
Installation du mât de mesure en mer	1 navire à positionnement dynamique 150h pour l'installation des pieux, de la fondation jacket et du mât de mesure
Logistique	Entre 3 et 5 navires de transfert de personnel Entre 1 et 2 navires de surveillance Allers-retours réguliers entre zone du projet et le centre de coordination marine interne au parc

4.5.2.6 La maîtrise des risques lors de la construction

Afin d'assurer la sécurité maritime sur la zone d'installation, les dispositions suivantes seront mises en œuvre par le maître d'ouvrage. Elles font suite à une étude d'analyse des risques menée par le maître d'ouvrage et ont été précisées, discutées et complétées lors de la Commission nautique locale et de la Grande Commission Nautique qui se sont tenues respectivement les 5 Juillet et 11 Septembre 2017.

Parmi les dispositions proposées par le Maître d'Ouvrage et les conclusions de ces deux commissions, on peut citer:

La création d'un périmètre d'interdiction de 0,5 NM minimum autour de la zone de travaux du parc pour l'ensemble des pêcheurs professionnels et des plaisanciers ;

- ▶ La création d'un périmètre d'interdiction de 2 NM minimum autour de la zone de travaux du parc pour les navires soumis à la convention SOLAS ou d'une jauge supérieure à 500 UMS;
- ▶ La création d'un périmètre d'interdiction de 2 NM minimum autour de la zone de travaux du parc pour les navires à passagers et navires à utilisation collective (NUC) ;

Le balisage de la zone de travaux dont les modalités feront l'objet d'un arrêté du Préfet Maritime ;

La présence de navires de surveillance afin d'éviter l'intrusion de navires extérieurs au chantier dans la zone de travaux ;

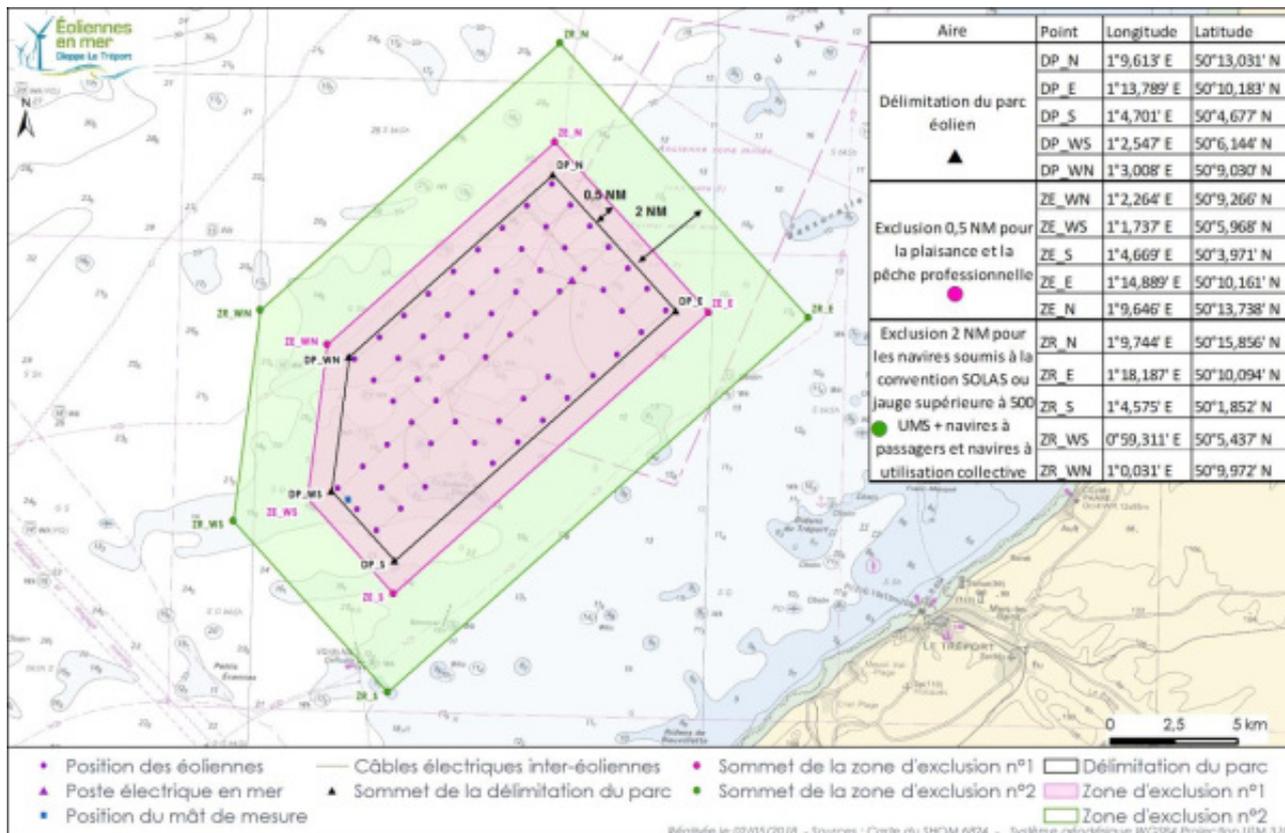
La diffusion de l'information via :

- La diffusion d'avis aux navigateurs dans les instructions nautiques et à travers le SMDSM¹⁶ ;
- La mise à jour des cartes marines (électroniques et papiers) ;
- La création d'un poste d'attaché aux usagers de la mer.
- ▶ La mise en place de procédures de prévention et de contrôle spécifiques au chantier notamment par l'intermédiaire de la rédaction d'un Plan de Prévention de la Sécurité et de Protection de la Santé (PPSPS) ;
- ▶ La mise en place d'équipements spécifiques (fournitures de Dispositifs de Localisation intégrée notamment au personnel intervenant sur le chantier).

Enfin, un Plan d'Intervention Maritime et un Plan d'Urgence Maritime spécifiques à la phase de construction du parc éolien seront définis en lien avec le CROSS Gris-Nez et la Préfecture Maritime de Manche Mer du Nord. La nature de ces plans est définie dans le chapitre 4.6.7 relatif à la gestion de l'urgence maritime.

¹⁶ Le système mondial de détresse et de sécurité en mer

Figure 46 : Zones d'exclusion du scénario de base proposées pour la phase de construction



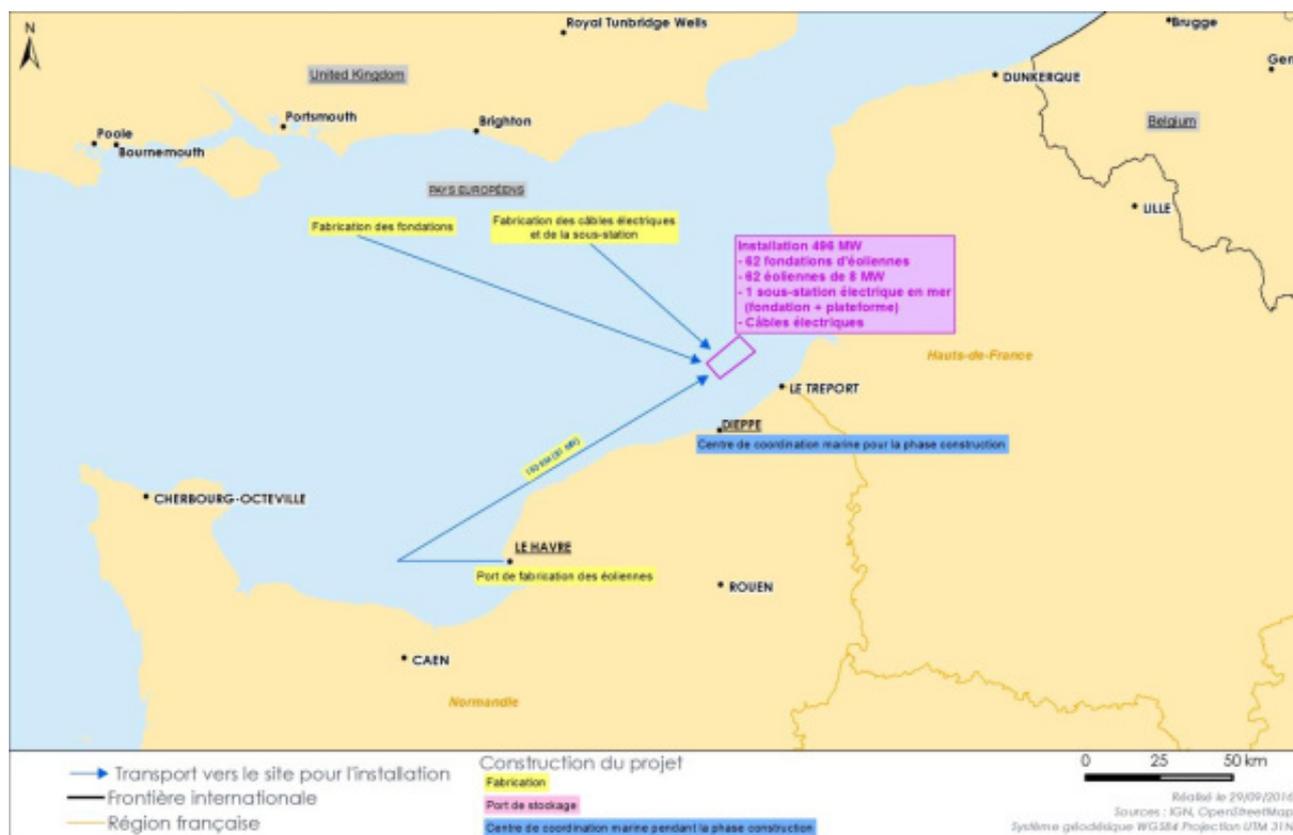
Source : EMDT, 2018

Il est prévu la mise en place à Dieppe d'un centre de coordination marine constitué d'une équipe projet basée sur le port de Dieppe, chargée de coordonner l'ensemble des opérations en mer. Il aura pour fonction de coordonner les activités du chantier en mer, et de garantir le respect des règles HSE et de sécurité maritime. Il sera en lien direct avec les autorités maritimes et portuaires d'une part et avec les différents contractants intervenants sur le site d'autre part.

Il sera composé d'un ensemble de bureaux et d'une zone de stockage ce qui représentera au total une surface d'environ 500 m² environ. Il utilisera un quai pouvant accueillir environ 3 à 5 bateaux de transfert environ.

En outre, un Plan d'Intervention Maritime et un Plan d'Urgence Maritime spécifique à la phase de construction du parc, généralement reconnue comme étant la phase la plus accidentogène, seront définis en lien avec le Centre Régional Opérationnel de Surveillance et de Sauvetage basé au Cap Gris-Nez (CROSS Gris Nez).

Figure 47 : Ports utilisés pendant la phase d'installation



Source: EMDT, 2016

4.6 L'exploitation et la maintenance

4.6.1 Fonctionnement en phase d'exploitation

4.6.1.1 La rotation des pales

La vitesse de rotation des pales dépend de la vitesse du vent. En effet, l'éolienne nécessite une vitesse minimale de vent pour fonctionner. Cette vitesse est d'environ 11km/h.

A partir de cette vitesse minimale, les pales commenceront à tourner, proportionnellement à la vitesse du vent dans un premier temps puis, à partir d'une certaine vitesse moyenne de vent, à la vitesse de rotation nominale de l'éolienne.

Au-delà d'une certaine vitesse moyenne de vent, appelée vitesse de coupure (environ 90km/h), les pales de l'éolienne sont mises en drapeau (dans le sens du vent) en une quinzaine de secondes, ce qui provoque un ralentissement de la vitesse de rotation et finalement l'arrêt du rotor.

L'inclinaison de l'axe du rotor est de 3,5° afin d'éloigner le point bas de la pale de la surface du mât.

4.6.1.2 Le système de commande

Chaque éolienne dispose d'un système de contrôle autonome constitué d'un ensemble de capteurs généralement redondants, de composants électroniques, de calculateurs et d'un réseau permettant la transmission et le traitement des données opérationnelles de l'éolienne. Le système de contrôle des éoliennes est piloté par un système de supervision qui collecte et stocke toutes les informations du parc en temps réel pour permettre une analyse des données d'exploitation.

Les données sont par conséquent relevées en temps réel et transmises via le réseau de fibre optique qui est intégré aux câbles électriques sous-marins. Ainsi les principales opérations (arrêt/redémarrage des éoliennes, orientation des pales, de la nacelle et accès au système de mesure vibratoire) peuvent être réalisées à distance du système depuis la base d'exploitation et de maintenance.

Après trois tentatives infructueuses de redémarrage, une maintenance corrective se met en place.

Les rotors et nacelles de chaque éolienne pourront ainsi être rendus immobiles, (en particulier en position « Y ») à tout moment et sur demande du CROSS Gris Nez, pour permettre l'intervention des moyens de sauvetage, notamment par hélicoptères. Le balisage aéronautique pourra être éteint dans les mêmes conditions.

4.6.2 Activités de maintenance

4.6.2.1 Généralités

La mise en service du parc éolien est prévue à partir de 2021. La concession demandée par le maître d'ouvrage sera d'une durée de 40 ans et prendra effet à partir de 2019, date du début de la construction. L'objectif durant l'exploitation est de garantir un taux de disponibilité optimal pour produire de l'électricité dans les meilleures conditions, sans nuire à la sécurité des personnes et des biens.

Pour ce faire, il existe plusieurs types de maintenance :

- ▶ La maintenance préventive planifiée qui comprend des interventions permettant d'éliminer ou de diminuer les risques de pannes des systèmes de production ;
- ▶ La maintenance préventive conditionnelle, qui permet de suivre l'évolution d'une dérive de fonctionnement et de planifier une intervention bien en amont d'une défaillance partielle voire totale d'un composant ;
- ▶ La maintenance réglementaire qui consiste à effectuer l'ensemble des tests et des inspections comme par exemple les inspections du système de protection incendie, les équipements de protection contre les chutes etc... ;
- ▶ La maintenance corrective, qui intervient après une défaillance partielle ou totale des équipements et dont la périodicité et la durée ne peuvent être connues à l'avance. Elle peut aller jusqu'au remplacement complet d'un équipement mais cette décision n'est pas automatique et dépendra des conditions économiques qui se présenteront et de la législation et réglementation applicables. Cette décision ne remettra toutefois pas en cause les mesures de sécurité maritime et aérienne qui seront maintenues jusqu'au démantèlement du parc éolien conformément à la loi et à la réglementation applicable.

Pour l'ensemble des opérations de maintenance il est possible de distinguer deux grandes catégories :

- ▶ La « maintenance courante » qui consiste en des activités de maintenance préventive, réglementaire ainsi que corrective de petite envergure, ne nécessitant pas l'utilisation de moyen de levage externe, et pouvant être effectuée directement par les équipes des bases d'exploitation et de maintenance ;
- ▶ La « maintenance corrective lourde » faisant appel à des moyens maritimes spéciaux (navire auto-élévateur par exemple) qui ne peuvent être utilisés depuis les bases d'exploitation et de maintenance courante.

L'ensemble des tâches décrites ci-dessus est réalisé par des techniciens préalablement formés en fonction des tâches qu'ils devront réaliser et dans des conditions strictes de sécurité considérant leur niveau d'exposition aux risques. Ils seront équipés de protection individuelle réglementaire :

- ▶ De casque, lunettes, chaussures de sécurité, vêtements et équipements adaptés lors de la réalisation des tâches de maintenance ;
- ▶ De gilet de sauvetage, de combinaison de survie en eaux froides lors des transferts par bateaux.

Les techniciens seront également équipés de radios pour être en contact permanent avec le navire de transfert et la base à terre. Des téléphones fixes connectés via la fibre optique sont également disponibles dans chaque éolienne.

La coordination des opérations et la sécurité des employés et des sous-traitants seront optimisées notamment par les mesures prévues dans le Plan d'intervention sur site et les éléments mentionnés dans un Plan de Prévention de la Sécurité, de la Protection et de la Santé (PPSPS).

Les exigences HSE de l'exploitant requièrent que chaque opération sur site soit précédée d'un briefing de l'équipe sur l'opération à mener.

Pour l'ensemble des opérations de maintenance, deux ports seront utilisés.

Le point d'accès par bateaux, d'où partiront notamment les techniciens et le matériel pour la maintenance courante est le port de Dieppe, situé à 25 km (ou 16 NM) du centre du parc.

Le port du Havre ou autre port d'envergure similaire, sera utilisé pour les opérations de maintenance lourde.

Le Tréport sera utilisé pour la mise en place d'un « Centre de Contrôle et d'Expertises » qui aura un rôle névralgique quant à l'optimisation de la production du parc et aux décisions stratégiques, d'où le trafic maritime sur le parc pourra également être suivi en temps réel.

4.6.2.2 Maintenance courante

4.6.2.2.1 Maintenance des équipements émergés

Cela concerne les éoliennes, la pièce de transition de la fondation et le poste électrique en mer.

Les opérations de maintenance préventive sont planifiées tout au long de l'année, auxquelles viennent s'ajouter des opérations de maintenance corrective réalisées en fonction notamment des conditions météocéaniques sur site.

Une large plage d'interventions sur les principaux composants pourra être effectuée avec les moyens de levage à disposition sur place (une grue dans la nacelle et une autre sur la plateforme d'accès). Les composants peuvent être placés sur la plateforme de l'éolienne pendant le temps des opérations de remplacement et déplacer vers/depuis le pont d'un navire. Cela permet ainsi de réduire le nombre d'interventions de bateaux équipés de moyens de levage lourds (barges autoélévatrices...) qui seront utilisés dans le cadre de la maintenance dite lourde.

4.6.2.2.2 Maintenance des équipements sous-marins

Les inspections de l'état des fondations, des câbles électriques et de leur protection seront réalisées principalement à l'aide de robots ROV limitant ainsi l'intervention de plongeurs et les risques humains inhérents à ce type d'activité.

Le transport sédimentaire résiduel au sein du parc éolien induit des mouvements des dunes et des autres morphologies sableuses. Il en découle un possible découverte des câbles électriques ensouillés ou sur les parties protégées par enrochement. Ce risque doit cependant être pris en compte afin d'assurer la sécurité des usagers de la mer, dont la pêche qui devrait être autorisée dans certaines zones définies du parc (sous réserve d'un avis favorable des autorités compétentes), tout au long de l'exploitation du parc éolien.

Des robots équipés de sondes et de caméras sont pilotés depuis un navire et permettent de contrôler la position des câbles et garantir que leur ensouillage ou leur protection est toujours conforme aux réquisitions techniques. Initialement ce suivi s'effectuera tous les ans dès la construction, afin de constater l'évolution dès la mise en œuvre et en particulier suite à des événements importants comme une tempête. Par la suite, en fonction des retours des différentes inspections, l'ensemble du tracé des câbles et des fondations représentatives seront investigués à minima tous les 5 ans.

Ce suivi permettra également de connaître l'évolution de la mobilité des Ridens et des autres morphologies sableuses en présence des éoliennes et de leur fondation.

4.6.2.2.3 Maintenance du mât de mesure

Pendant toute sa durée d'exploitation, le mât de mesure sera entretenu au même titre que les autres éléments du parc. Il fera l'objet d'une maintenance annuelle (remplacement des composants, inspections des éléments immergés) et de maintenance corrective le cas échéant.

Ces inspections seront effectuées avec les mêmes moyens logistiques que ceux utilisés pour les autres éléments du parc et décrits ci-après.

4.6.2.2.4 Moyens logistiques

Des évolutions en matière de navires de transferts sont attendues dans les années à venir. Par conséquent, certains changements dans le choix des moyens de logistiques notamment pour le transport de techniciens, permettant de les rendre plus efficaces, pourraient intervenir.

Navires

Les navires envisagés (deux à trois selon la charge d'activité) pourront être des catamarans (ou monocoques) pouvant mesurer environ 30 mètres de longueur permettant le transport de techniciens à une vitesse de croisière supérieure à 15 nœuds si les conditions de mer le permettent. Ces navires seront basés dans le port de maintenance courante, à proximité immédiate des bases de maintenance.

Lors de pics d'activité, en été par exemple, jusqu'à 3 navires effectueront 1 à 2 allers-retours par jour pour acheminer les techniciens et le matériel depuis la base de maintenance. Des navires supplémentaires pourront également être mis à disposition pour des opérations ponctuelles (surveillance de la protection des câbles, inspection des fondations...).

Pour garantir un accès sécurisé aux éoliennes, au mât de mesure et au poste électrique en mer, les navires seront équipés d'un dispositif d'accostage adapté épousant, au niveau de leur proue, la géométrie de la fondation au point de contact afin d'éviter tout dommage de la fondation.

Figure 48: Exemple de navires de transfert



source : www.windcarrier.com



source : www.offshorewind.biz

Hélicoptères

Des transferts par hélicoptères pour accéder aux éoliennes et au poste électrique en mer pourraient être envisagés pour des interventions urgentes en cas de condition météocéaniques ne permettant pas l'accès par bateau. Cette solution n'est pas considérée à ce stade mais pourrait faire l'objet d'une option supplémentaire aux moyens logistiques décrits ci-dessus.

Un hélipont, situé sur le poste électrique en mer, permettra aux hélicoptères de se poser dans le cadre d'opérations de maintenance ou de sauvetage.

De même, des transferts entre l'hélicoptère et la nacelle pourront être réalisés par hélitreuillage après arrêt de l'éolienne.

Ces opérations seront réalisées sous condition stricte du respect des critères de sécurité en vigueur relative à la navigation aérienne et l'accès aux éoliennes. L'hélipont, qui servira de base à l'hélicoptère utilisé, sera situé sur un aérodrome à proximité de la base, idéalement celui de Dieppe. Dans le cas où cette solution serait retenue, il s'agirait d'un ou deux allers-retours

pendant les périodes de l'année où les conditions de mer seront les plus difficiles, à savoir en hiver.

D'autres moyens logistiques pourraient s'ajouter à ceux présentés ici selon le développement de certaines technologies (ex : drones), notamment pour les opérations de supervision, si les conditions météorologiques le permettent. Des autorisations spécifiques de vol seraient alors sollicitées.

4.6.2.3 Maintenance lourde

Ces opérations qui concernent les composants « majeurs » des éoliennes ou du poste électrique en mer ainsi que les interventions sous-marines importantes (telle que la réparation de câbles) requièrent des moyens techniques qui ne peuvent être mis en œuvre dans le port de maintenance courante.

Ainsi, en cas de nécessité de moyens de levage lourds sur site ou le transport de pièce lourde, une barge autoélévatrice ou autre bateau ayant les capacités de levage nécessaires, sera déployée à partir du Grand port maritime du Havre ou tout autre port ayant les capacités techniques d'accueillir de tels navires. Au même titre que pour le remplacement de câbles, un navire spécifique sera affrété sur site.

Ci-dessous, une liste non exhaustive de bateaux pouvant être mis en œuvre sur le parc pour les interventions de maintenance lourde :

Figure 49: Type de navires utilisés pour la maintenance lourde



Jack up Vessel (source : www.scira.co.uk)



Barge Crane Vessel (source : Van Oord)



Cable Laying Vessel (source : Nathan Sandel)



Diving support Vessel (source : Liftra)

4.6.3 Gestion des déchets

Des procédures de récupération et de tri des déchets lors des opérations en mer seront mises en place suivant les réglementations en vigueur et une politique de réduction des déchets sera définie.

Les déchets générés par les activités de maintenance en mer seront conditionnés directement sur le parc éolien (par exemple dans le poste électrique) avant d'être transférés vers la base portuaire de Dieppe afin d'y être stockés puis évacués vers la filière de traitement adaptée. Des conditionnements adaptés (caisses, conteneurs,...) seront mis en œuvre pour le transbordement des déchets.

Les déchets générés par les activités de maintenance sur la base portuaire y seront directement stockés puis évacués vers les filières de traitement adaptées. Ils seront de nature suivante :

- ▶ Déchets non dangereux : emballages non-contaminés, déchets organiques, autres déchets non dangereux ;
- ▶ Déchets dangereux : graisses, huiles, emballages souillés, 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.

4.6.4 Proposition de règles de navigation au sein du parc

4.6.4.1 Phase de construction

4.6.4.1.1 Calendrier d'installation et enjeux liés à la sécurité maritime

Dans le cadre de la définition des propositions de règles de navigation qui seront appliquées au sein et dans un périmètre proche du parc au cours de la phase de construction, il convient en premier lieu de présenter le calendrier prévisionnel d'installation considéré à ce jour par EMDT.

La Figure ci-dessous présente le calendrier prévisionnel d'installation défini par EMDT en phase de levée des risques. Il a été établi sur la base des études de levée de risques menées par EMDT de 2014 à 2016 (études de caractérisation du site et études d'ingénierie conceptuelle) ainsi que sur les discussions menées avec les industriels du secteur de l'éolien en mer dans le cadre d'appel d'offres consultatifs.

Figure 50: Calendrier prévisionnel d'installation du parc éolien de Dieppe – Le Tréport

		Planning d'installation du parc éolien de Dieppe - Le Tréport																													
		Année 1						Année 2						Année 3																	
		T3			T4			T1		T2		T3		T4		T1		T2		T3		T4									
		J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
PARC EOLIEN	Installation des pieux																														
	Installation des fondations																														
	Installation des câbles																														
	Installation du poste électrique																														
	Installation des éoliennes																														
	Mise en service des éoliennes																														
	Réception des éoliennes																														
	Installation du mât de mesure en mer																														

Source : EMDT, 2016

Concernant le calendrier d'installation présenté ci-dessus, il convient de noter :

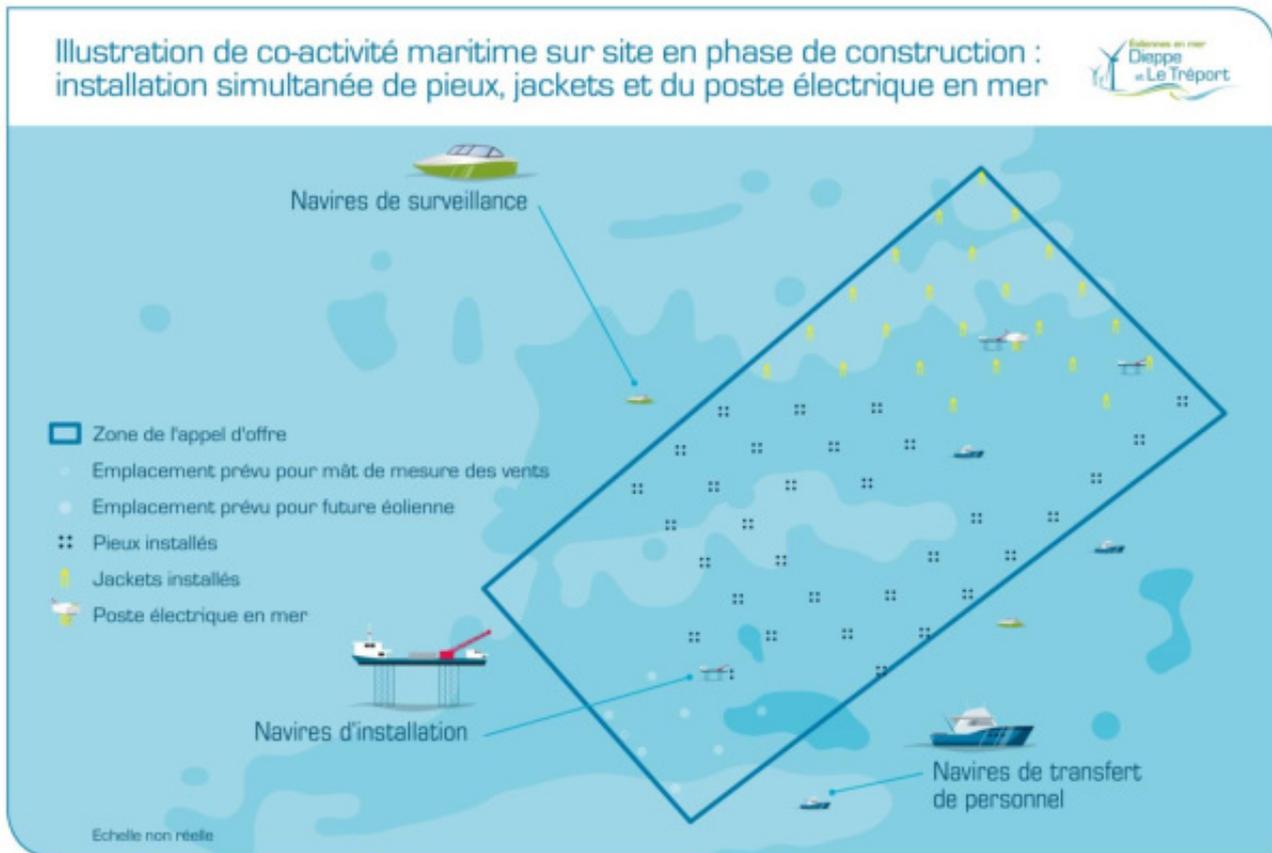
- Qu'il demeure à ce jour prévisionnel. En effet, le calendrier final ainsi que l'ensemble des paramètres liés à la fabrication et l'installation des composants du parc (bases de fabrication et de chargement des composants, séquençage géographique de l'installation des composants au sein du parc, nombre précis de navires sur site...) seront définis sur la base des études d'ingénierie détaillée qui seront menées à partir de 2017 et des échanges qu'aura EMDT avec les industriels du secteur de l'éolien en mer dans le cadre des appels d'offres pour la sélection des contractants en charge de la construction du parc.
- Qu'EMDT prévoit à ce jour de réaliser des opérations de construction lors des mois d'hiver, de décembre à février. Ce choix a été pris suite aux discussions menées avec les industriels du secteur de l'installation en mer dans le cadre d'appel d'offres consultatifs lancés en 2015 et de discussions poursuivies en 2016 et en cours en 2017. Dans le cadre des futurs appels d'offres destinés à sélectionner les contractants en charge de l'installation du parc, EMDT poursuivra l'étude de la faisabilité d'une installation au cours des mois d'hiver et intégrera cette composante dans la définition du calendrier final d'installation.

Sur la base du calendrier de travaux considéré à ce jour, il est possible d'identifier une série d'informations qui prévaudront à la définition des règles de restriction de navigation à mettre en place pour la phase de construction :

- Tout d'abord, pour chacun des composants à installer, EMDT prévoit de procéder à l'installation de l'ensemble du parc éolien et non pas par secteurs successifs.
- Le séquençage géographique, à savoir l'ordre d'installation des pieux, des structures jackets, des câbles inter-éoliennes, des éoliennes et du mât de mesure au sein du parc est actuellement à l'étude. Ce dernier sera discuté et défini en accord avec les contractants d'EMDT en charge de la fabrication et de l'installation du parc, ainsi qu'avec les représentants de la pêche professionnelle. Il dépendra principalement des contraintes industrielles des contractants, des conditions de sol et météo-océaniques de chacun des emplacements des futures éoliennes. Dans ce contexte, il convient donc de considérer une installation répartie sur l'ensemble de la Zone de Délimitation du parc, dans l'attente de la définition du séquençage géographique final de l'installation.

- Enfin, afin de réduire le temps de construction du projet, EMDT prévoit des périodes de co-activité d'installation. Celle-ci induira nécessairement la présence d'un plus grand nombre de navires d'installation sur la Zone de Délimitation du parc en des secteurs distincts.

Figure 51: Illustration de co-activité d'installation maritime sur site en phase de construction : Installation simultanée de pieux, jackets et du poste électrique en mer

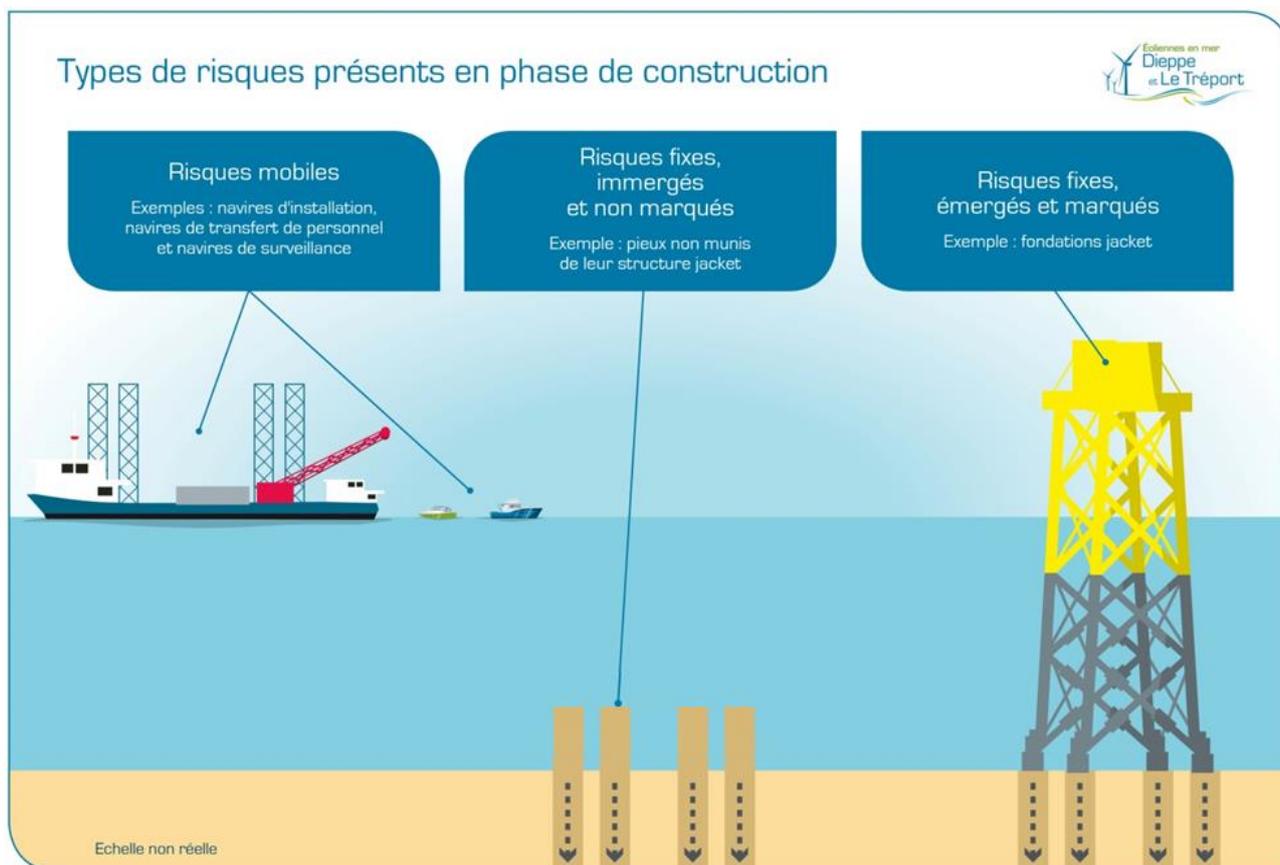


Source : EMDT, 2017

Le calendrier prévisionnel d'installation induit également que des risques liés à la sécurité maritime seront présents simultanément au sein de la Zone de Délimitation du parc :

- Des risques mobiles constitués principalement par les navires circulant au sein de la Zone de Délimitation du parc (navires d'installation, navires de transfert de personnel, navires de surveillance),
- Des risques fixes, immergés et non physiquement marqués constitués par les pieux déjà installés mais pour lesquels la structure jacket n'a pas encore été mise en place ou par les câbles inter-éoliennes pas encore protégés par ensouillage ou enrochement (le Maître d'Ouvrage estime un tirant d'eau minimum de 12 m au-dessus des pieux),
- Des risques fixes, émergés et marqués constitués par les structures jackets, les éoliennes, le poste électrique ou le mât de mesure une fois installés.

Figure 52: Illustration des types de risques présents sur site en phase de construction



Source : EMDT, 2017

4.6.4.1.2 Proposition de règles de restriction de navigation

Sur la base du calendrier prévisionnel d'installation et des enjeux liés à la sécurité maritime présentés précédemment, EMDT propose la mise en place des règles de navigation suivantes:

- ▶ La création d'un périmètre d'interdiction de 0,5 NM minimum (soit 926 mètres) autour de la zone de travaux du parc pour l'ensemble des pêcheurs professionnels et des plaisanciers ;
- ▶ La création d'un périmètre d'interdiction de 2 NM minimum (soit 3 704 mètres) autour de la zone de travaux du parc pour les navires soumis à la convention SOLAS ou d'une jauge supérieure à 500 UMS ;
- ▶ La création d'un périmètre d'interdiction de 2 NM minimum (soit 3 704 mètres) autour de la zone de travaux du parc pour les navires à passagers et navires à utilisation collective (NUC).

La zone d'exclusion de 2 NM autour de la Zone de Délimitation du parc est justifiée par la nécessité de prévoir une zone « tampon » autour de la zone dans laquelle les travaux d'installation du parc seront réalisés. Cette zone « tampon » permettra de s'assurer que tout navire non impliqué dans la construction, en cas d'avarie (avarie moteur, de poste de barre, ...), puisse être stabilisé (selon les instructions données par les autorités compétentes) dans un secteur permettant la poursuite des activités de construction.

Les informations relatives aux zones d'exclusion du parc seront diffusées par les autorités compétentes, une fois adoptées, par la mise à jour des cartes marines et autres moyens de diffusion d'avis aux navigateurs. À titre préventif, EMDT prévoit de déployer des navires de surveillance afin de rappeler ces zones aux usagers de la mer.

Remarques : *Dans le cadre des échanges à venir entre EMDT, la Préfecture Maritime chargée de la décision finale quant aux règles de navigation qui s'appliqueront pendant la phase de construction, les futurs contractants d'EMDT en charge de la fabrication et de l'installation des composants du parc et les représentants des usagers de la mer impactés par la construction du parc éolien, EMDT s'engage à étudier au cours des prochaines années la possibilité de faire évoluer les règles décrites précédemment.*

Cette évolution aura pour principal objectif de limiter l'impact de ces règles imposées en phase de construction pour les usagers de la mer sans compromettre la sécurité du personnel d'EMDT, de ses contractants et des usagers de la mer se trouvant au sein ou à proximité de la Zone de Délimitation du parc. En particulier, EMDT cherchera à limiter l'étendue et la durée de la zone d'exclusion qui sera mise en place en phase de construction pour les activités de pêche.

4.6.4.2 Phase d'exploitation

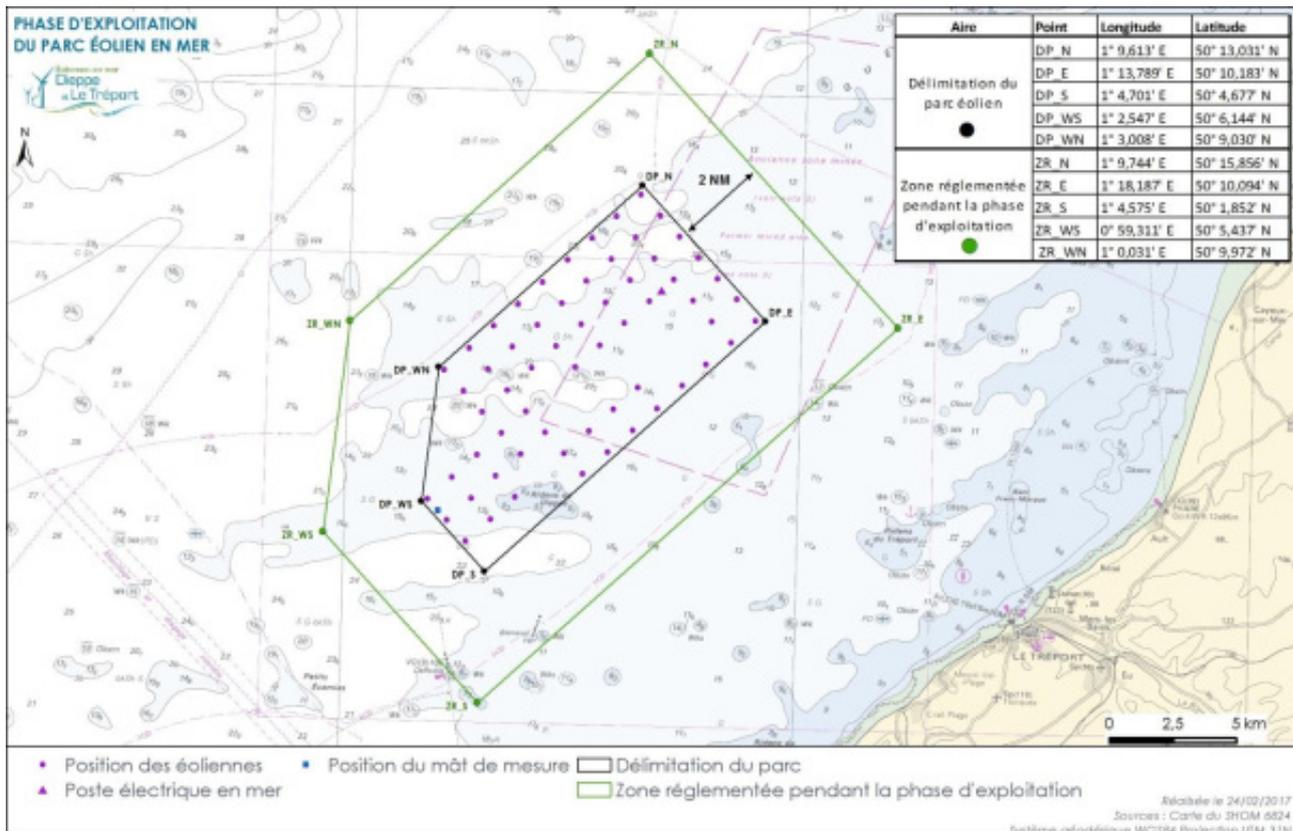
Les dispositions suivantes ont été rédigées avec comme référence la lettre du 17 Décembre 2015 (2-37668-2015/Premar-Manche/AEM/NP) adressée par Monsieur le Préfet Maritime de la Manche et de la Mer du Nord à EMDT.

EMDT propose de définir 2 zones en phase d'exploitation pour la navigation au sein et à proximité du parc :

- ▶ Zone de Délimitation du parc ;
- ▶ Zone Réglementée de 2 NM autour de la Zone de Délimitation du parc.

Ces zones sont présentées dans la figure ci-dessous.

Figure 53 : Zones proposées en phase d'exploitation pour la navigation



Source : EMDT, 2017

4.6.4.2.1 Dispositions relatives à la Zone de Délimitation du parc

Dispositions générales

Dans la Zone de Délimitation du parc et au vu des mesures de conception du parc éolien définies par EMDT et de la nature des usages au niveau du projet de parc éolien, EMDT propose que :

- ▶ Soient autorisés, moyennant la mise en place des règles de navigation détaillées ci-après :
 - Le transit au sein du parc éolien des navires de plaisance (voiliers et bateaux à moteur) ;
 - Les activités de pêche professionnelle.
- ▶ Soient interdites :
 - Les activités nautiques et subaquatiques ;
 - La navigation commerciale (hors activités de pêche).

Au sein de la Zone de Délimitation du parc, EMDT propose les règles de navigation suivantes.

Tableau 20 : Règles de navigation au sein de la Zone de Délimitation du parc

Type de navires autorisés	Navires autopropulsés et Voiliers (<u>Recommandation</u> : Naviguant avec leur moteur allumé au point mort) de longueur hors tout inférieur à 25 m ⁽¹⁷⁾
Vitesse maximale autorisée	12 nd ⁽¹⁸⁾
Zone d'exclusion autour des structures du parc (Eoliennes, poste électrique en mer, mât de mesures)	150 m ⁽¹⁹⁾ de rayon

EMDT propose également que les recommandations suivantes soient toujours valables et appliquées :

- ▶ Pas d'accès de nuit sauf pour certaines activités de pêche professionnelle se déroulant principalement de nuit. Dans ce cas, un programme spécifique de signalement des navires sera établi entre les acteurs de ce type de pêche et EMDT ;
- ▶ Pas de compétitions au sein du parc ;
- ▶ Pas de navigation en cas de système météo ne permettant pas aux navires d'être pleinement manœuvrant²⁰ ;
- ▶ Pas²¹ de mouillage, d'ancrage, d'amarrage et de dérive contrôlée.

Conformément à la note N°1703 du SG-Mer, les navires tolérés ou autorisés à naviguer au sein du parc éolien devront obligatoirement avoir un système AIS actif à bord. Néanmoins, des échanges avec la Sous-Direction de la Sécurité Maritime ont montré qu'en l'état, la réglementation ne le permettait pas.

Par conséquent, dans l'attente d'une éventuelle adaptation de la réglementation, EMDT propose les mesures suivantes :

- ▶ Tout navire souhaitant entrer dans la zone de délimitation du parc doit avoir un moteur en état de marche et doit se signaler au CCM (Centre de Coordination Maritime) du parc éolien en mer.
- ▶ Tout navire n'ayant pas d'AIS devra faire un point GPS par VHF avec le CCM du parc éolien en mer en entrant et en sortant du parc éolien.

¹⁷ Les fondations seront conçues pour résister à un impact avec un navire-type de maintenance d'environ 25m de long. Afin d'éviter des dommages plus importants, la limite a été fixée à 25m également pour les navires naviguant dans le parc.

¹⁸ Vitesse de déjaugage de la majorité des embarcations sportives à moteurs. Les bateaux ne sont pas autorisés à naviguer en mode déjaugé.

¹⁹ Cette zone d'exclusion permet de réduire le risque d'abordage des structures et de laisser un espace suffisant pour l'accostage des navires de maintenance du parc.

²⁰ Les mesures de vent quotidiennes et les modèles de prévision météo permettent de connaître l'état de mer au sein du parc sur plusieurs heures (typiquement jusqu'à 96h), il sera diffusé, en accord avec les autorités compétentes, une recommandation de ne pas naviguer au sein du parc sur la base de ces prévisions météo. Cette recommandation est basée sur le fait qu'il sera très difficile de réaliser les opérations de sauvetage en cas d'incident dans le parc dans ces conditions. En revanche, il revient à chaque marin de se responsabiliser et de ne pas entrer dans le parc si les conditions ne le permettent pas en fonction des capacités de leur navire.

²¹ Hors situation d'urgence et sauf autorisations individuelles spéciales délivrées par la Préfecture Maritime

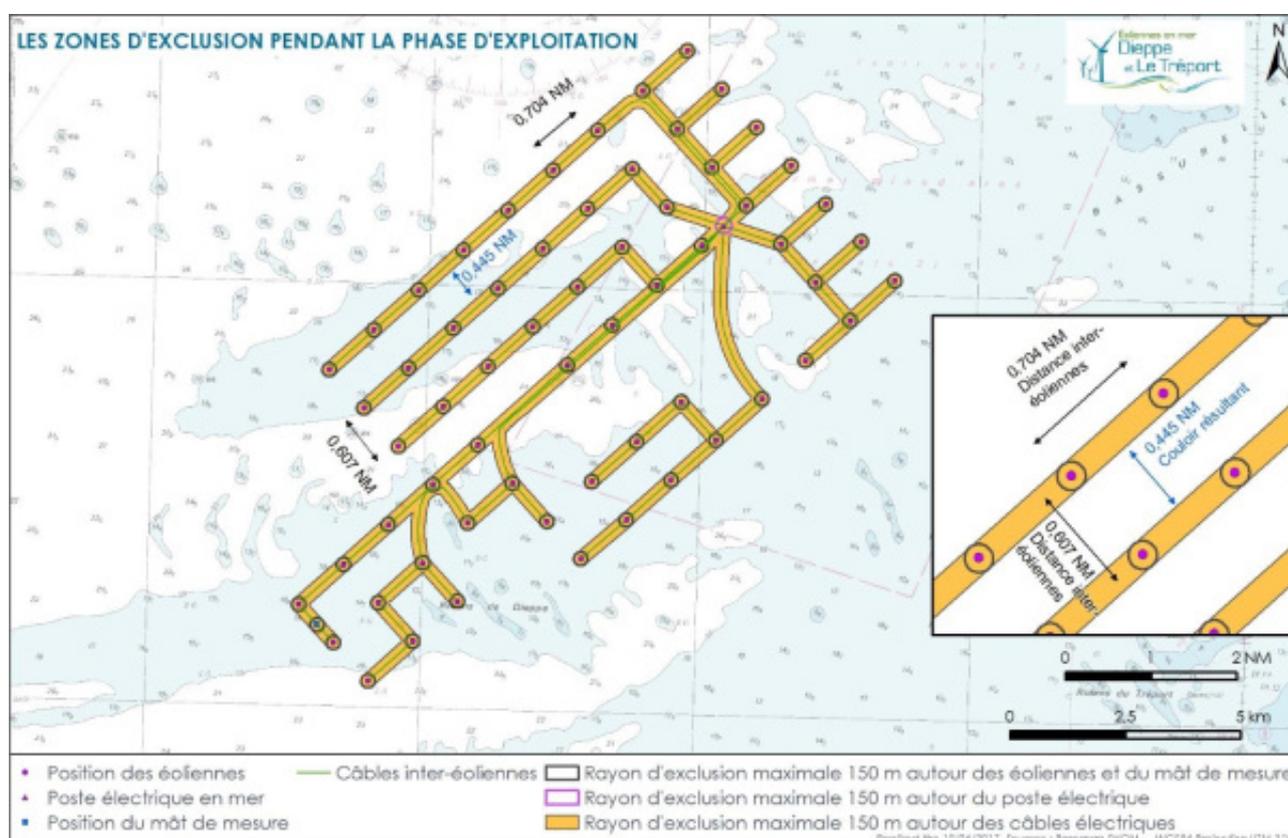
Dispositions spécifiques à la pêche professionnelle

EMDT souhaite que les règles de restrictions pour la pêche professionnelle soient discutées pour être affinées avec les CRPMEM Normandie et Hauts-de-France et les pêcheurs.

En complément des règles de navigation énoncées ci-dessus et en vue de permettre la pratique sécurisée des activités de pêche aux arts dormants et aux arts traînants au sein du parc, EMDT propose également l'interdiction de toute pêche dans un périmètre de 150 mètres de part et d'autre des câbles inter-éoliennes afin d'éviter tout risque de croche.

Les zones d'exclusion relatives à la pêche professionnelle au sein du parc sont présentées dans la **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**

Figure 54 : Périmètres d'exclusion autour des éléments du parc éolien proposés en phase d'exploitation pour la pêche professionnelle



Source : EMDT, 2017

Les chemins de câbles représentés sur la **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** ci-dessus ont été développés en tenant compte du maintien des activités préexistantes au sein du parc. Ainsi, le schéma d'implantation finalement retenu par EMDT présente:

- ▶ Un nombre réduit de lignes d'éoliennes avec un espacement inter-éoliennes de l'ordre de 1100 m (environ 0,6 NM) facilitant le passage des navires²² ;
- ▶ Une disposition régulière et cohérente de l'ensemble des éoliennes du projet ;

²² Pour l'activité de pêche professionnelle, une réflexion plus approfondie et menée avec les CRPMEM de Normandie et Hauts de France permettrait de définir le nombre optimal de navires de pêche dans le parc, les distances de sécurité optimales, le type d'engins...

- ▶ Un alignement des éoliennes et des câbles inter-éoliennes selon le sens du courant mesuré par les instruments déployés sur site depuis 2014 ;
- ▶ La préservation des zones de « Ridens de Dieppe » et de l'entrée « du Creux », deux zones identifiées comme présentant des enjeux forts pour les représentants des professionnels de la pêche.

Remarques : EMDT souhaite que les règles de navigation pour la pêche professionnelle soient concertées avec les CRPME Normandie et Hauts-de-France. Dans cette optique, la solution retenue présentée plus haut devra être comparée à d'autres pistes de réflexions, en particulier en terme de sécurité maritime. Par exemple :

Restrictions sur les paramètres de pêche :

- ▶ Arts trainants :
 - Nombre de chalutiers/dragueurs par couloir inter-éoliennes ;
 - Sens de circulation des navires (virage en toute sécurité) ;
 - Distance de sécurité entre deux navires dans un même couloir ;
 - Modalités des traits de chalut (durée maximale, distance maximale...).
- ▶ Arts dormants (filets et casiers) :
 - Utilisation de gueuses (lestes plats utilisés pour les fonds rocheux, et qui éviteraient fortement les risques de croches) à la place d'ancres ou de grappins ;
 - Taille des filières (raccourcissement si nécessaire au vu de la taille des couloirs de pêche) ;
 - Localisation des filets et filières casiers dans la zone de pêche autorisée au sein du parc ;
 - Distance minimale entre l'ancrage (gueuse) le plus proche de l'embase d'éolienne la plus proche et/ou de la ligne de câblage la plus proche.

Répartition des activités de pêche au sein du parc

Le scindement du parc en zones réservées soit aux arts dormants soit aux arts traînants pourrait également faire l'objet de discussions.

4.6.4.2.2 Dispositions relative à la Zone Réglementée de 2 NM

EMDT propose d'établir une Zone Réglementée de 2 NM autour du parc en phase d'exploitation. Cette distance de 2 NM est nécessaire afin de permettre aux moyens de secours et d'assistance d'arriver à temps afin de limiter le risque d'abordage. Le trafic dans cette zone sera suivi par le centre de coordination maritime (CCM) via le système VTMS.

EMDT propose que, dans la Zone Réglementée de 2 NM :

- ▶ La navigation commerciale (hors activités de pêche professionnelle) soit interdite²³ ;
- ▶ Les activités de plaisance, nautiques et subaquatiques soient autorisées ;
- ▶ Les activités de pêche professionnelle soient autorisées.

EMDT propose que le CCM du parc éolien en mer ait le droit de contacter tout navire se trouvant dans cette zone afin de connaître ses intentions.

²³ Cette proposition est établie en cohérence avec les recommandations prises par les Grandes Commissions Nautiques pour les projets éoliens en mer. Par ailleurs, il est aussi conforme à la note technique du 11 juillet 2016 relative aux mesures de sécurité maritime applicables à la planification d'un champ éolien en mer (NOR : DEVT1613199N) qui préconisait une distance minimale de 1,5 NM (environ 2,8 km) pour réduire le risque de perturbation sur les radars embarqués à bord de ce type de navires.

4.6.5 Balisage aéronautique du parc éolien

Au moment du dépôt des demandes d'autorisation administratives du parc éolien en mer de Dieppe - Le Tréport, la réglementation en vigueur pour le balisage aéronautique²⁴ repose sur :

- ▶ l'arrêté du 13 novembre 2009 relatif au balisage des éoliennes situées en dehors des zones grevées de servitudes aéronautiques (NOR: DEVA0917931A);
- ▶ l'arrêté du 7 décembre 2010 relatif au balisage des obstacles à la navigation aérienne (NOR : DEVA1022990A).

Ces arrêtés prévoient que chaque éolienne du parc, mais également le mât de mesures et le poste électrique en mer, soient signalés par un balisage aéronautique.

A ce jour, le balisage aéronautique considéré présente les caractéristiques détaillées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 21 : Balisage aéronautique des éoliennes

Balisage de jour	Feu de moyenne intensité (MI) de type A	Feu à éclats blancs Intensité de 20 000 cd Visibilité dans tous les azimuts (360°)	Nacelle	Chaque éolienne
Balisage de nuit	Feu de moyenne intensité (MI) de type B	Feu à éclats rouges Intensité de 2 000 cd Visibilité dans tous les azimuts (360°)	Nacelle	Chaque éolienne
	Feu de basse intensité (BI) de type B (balisage des éoliennes de grandes hauteurs, ici dépassant les 200 m)	Feu fixe rouge Intensité de 32cd Visibilité dans tous les azimuts (360°)	Mât (2 feux, installés à 45 m et 90 m de hauteur)	Chaque éolienne

Les éoliennes seront de couleur blanche (RAL 7035), conformément aux dispositions de l'arrêté du 13 novembre 2009 précité. A noter que les fondations sur lesquelles reposeront ces éoliennes seront de couleur jaune.

Tableau 22 : Balisage aéronautique du poste électrique

Balisage de jour	/	Couleur claire contrastante	/
Balisage de nuit	Feu de basse intensité (BI) de type B	Feu fixe rouge Intensité de 32 cd	Aux 4 coins
Balisage de l'héliport	/	Feux de couleur verte Cercle de couleur jaune au sol Marque « H » de couleur verte au sol	Périphérie de l'héliport Au niveau de l'héliport Au centre du cercle jaune

²⁴ Pour ce qui concerne le balisage de l'héliport prévu sur le poste électrique, la Direction Générale de l'Aviation Civile (DGAC) a fait savoir au maître d'ouvrage qu'il n'y avait pas de réglementation nationale et qu'il fallait considérer le document CAP 437 « Standards for offshore helicopter landing areas » émis par le Civil Aviation Authority de Grande-Bretagne.

Tableau 23 : Balisage aéronautique du mât de mesures (source : EMDT)

Balisage de jour	Balisage lumineux de basse intensité	/	En haut du mât (100 m PBMA)
	/	Bandes horizontales rouges et blanches	Sur le mât, en alternance
Balisage de nuit	Feu de moyenne intensité (MI) de type B	Feu à éclats rouges Intensité de 2 000cd Visibilité dans tous les azimuts (360°)	En haut du mât (100 m PBMA)
	Feu de basse intensité (BI) de type B	Feu rouge fixe Intensité de 32cd Visibilité dans tous les azimuts (360°)	
	Feu de moyenne intensité (MI) de type B	Feu à éclats rouges Intensité de 2 000cd Visibilité dans tous les azimuts (360°)	Sur le mât, en alternance
	Feu de basse intensité (BI) de type B	Feu rouge fixe Intensité de 32cd Visibilité dans tous les azimuts (360°)	

Le passage du balisage lumineux de jour au balisage de nuit est automatique dès lors que la luminosité est inférieure à 50 cd/m².

En cas de défaillance, l'alimentation électrique du balisage lumineux sera secourue par l'intermédiaire d'un dispositif automatique (d'une autonomie au moins égale à 12 h) et commutera dans un délai n'excédant pas 15 secondes.

En outre, le balisage sera télésurveillé (il fera partie du système de commande) et en cas de défaillance ou d'interruption, l'exploitant le signalera dans les plus brefs délais à la Direction de l'Aviation Civile Nord.

Il convient de préciser également que des NOTAM (Notice to Airmen – avis aux pilotes d'aéronefs) seront émis dès érection de la première composante du parc éolien. Le projet sera également publié sur les cartes aéronautiques.

4.6.6 Balisage maritime du parc éolien

Le balisage maritime des « obstacles » que constituent les éoliennes, le poste électrique en mer et le mât de mesures en mer doit respecter la réglementation en vigueur au moment de leur installation. L'ensemble des dispositifs prévus pour le balisage maritime des éoliennes, du poste électrique en mer et du mât de mesures en mer ne devra pas interférer pas avec le balisage maritime existant. Le balisage aéronautique du parc ne doit quant à lui pas interférer avec le balisage maritime²⁵.

²⁵ Le rythme des feux pour chaque type de balisage sera défini par chaque Autorité compétente, après échanges avec l'Autorité compétente pour l'autre balisage.

4.6.6.1 Plan de balisage maritime du parc éolien de Dieppe Le Tréport

Les prescriptions pour la signalisation maritime des éoliennes composant un parc éolien s'appuient sur :

- ▶ Le système de balisage maritime de l'Association Internationale de Signalisation Maritime (AISM), repris par le décret du 7 septembre 1983 ;
- ▶ La recommandation O-139 (Ed. 2, 2013) de l'AISM, approuvée dans sa version française le 19 juin 2014 par la Commission des Phares ;
- ▶ La note technique du 11 Juillet 2016 relative aux mesures de sécurité maritime applicables à la planification d'un champ éolien en mer (NOR : DEVT1613199N).

Au niveau national, le plan de signalisation maritime spécifique au parc éolien de Dieppe Le Tréport sera soumis pour avis à la Grande Commission Nautique avant approbation par la Direction des Affaires Maritimes. Les dispositifs qui seront mis en œuvre seront portés sur les documents nautiques et signalés par les moyens réglementaires de diffusion de l'information nautique.

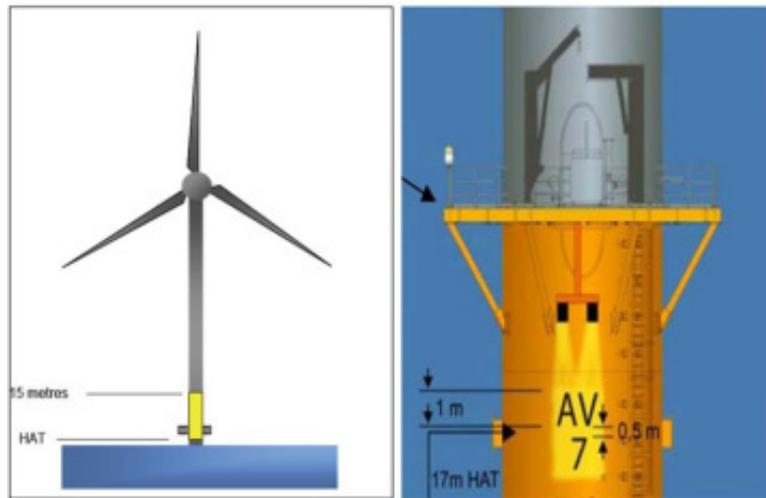
Le maître d'ouvrage prendra notamment toutes les dispositions utiles pour assurer la conformité du balisage avec les informations données au Service Hydrographique et Océanographique de la Marine (SHOM) et dans le cadre de l'information nautique. Il assurera un contrôle de cette conformité et en informera les autorités de l'État, qui pourront procéder à des contrôles inopinés. Par ailleurs, une organisation adaptée au contexte du projet sera définie et mise en place pour la transmission directe de toute information nautique de l'opérateur au Coordonnateur National Délégué (CND).

4.6.6.1.1 Balisage de chaque « structure » du parc éolien

Tout élément d'un champ, comme une éolienne, un mât de mesures, un poste électrique en mer est une structure artificielle, plus simplement appelée « structure ».

Conformément au principe de la marque spéciale, les fondations de chaque structure du parc éolien (éolienne, mât de mesures, poste électrique en mer) seront peintes en jaune (RAL 1003), depuis le niveau des plus hautes marées astronomiques (HAT) jusqu'au niveau + 15 mètres ou jusqu'à celui des feux d'aide à la navigation (balisage SPS ou intermédiaire), si elles en sont équipées et s'ils sont installés au-dessus du niveau + 15 mètres.

Figure 55 : Balisage réglementaire de chaque structure d'un parc éolien (ici la fondation d'une éolienne)



Source : CEREMA, 2013

En outre, une plaque d'identification (lettres et chiffres) marquera chaque structure. Elle sera rétroéclairée ou matérialisée par des signaux-LED fixes.

4.6.6.1.2 Balisage de certaines structures périphériques du parc éolien

La périphérie d'un champ est constituée par une ligne fictive reliant entre elles les structures implantées aux positions extrêmes de ce champ, généralement des éoliennes. Ces éoliennes sont dites structures périphériques significatives (SPS) pour celles qui constituent les extrémités ou points remarquables des lignes du champ, et structures périphériques intermédiaires (SPI) pour celles qui ne sont pas des SPS mais qui s'intercalent entre deux SPS à des intervalles n'excédant pas 2 milles nautiques. La distance entre deux SPS successives n'excède pas 3 milles nautiques.

Ces structures seront munies d'un feu de navigation maritime visible sur l'horizon. Cette dernière condition implique la mise en place de trois feux dans le même plan, mais disposés à 120°. Ceux-ci, synchronisés entre eux, seront installés sur la pièce de transition des structures périphériques concernées, soit à une hauteur d'environ 12 à 15 mètres au-dessus du niveau des plus hautes mers, et donc sous le plan de rotation des pales.

4.6.6.1.3 Balisage électronique du parc éolien

Le retour d'expérience et la bibliographie montrent que plusieurs impacts (images « miroirs », détection de cibles de façon intermittente entre les éoliennes, déformations radiales et zones d'ombre) seront susceptibles d'affecter les radars de navigation embarqués à bord des navires aux abords du parc éolien.

En conséquence, le maître d'ouvrage propose d'augmenter le balisage du parc éolien par des aides à la navigation électroniques.

Il existe plusieurs sortes de balisages possibles, basés sur l'AIS (fréquence VHF) et sur le RACON (fréquences des radars maritimes bandes X et S).

Les éoliennes possèdent une forte signature radar qui rend superflu le balisage par RACON. Cet équipement n'est donc pas proposé par le maître d'ouvrage.

Pour ce qui concerne l'AIS AtoN, cet équipement électronique sera installé à deux coins du parc de manière à ce que le parc éolien soit balisé de façon distinctive pour tout navire s'approchant du parc et provenant de n'importe quelle direction.

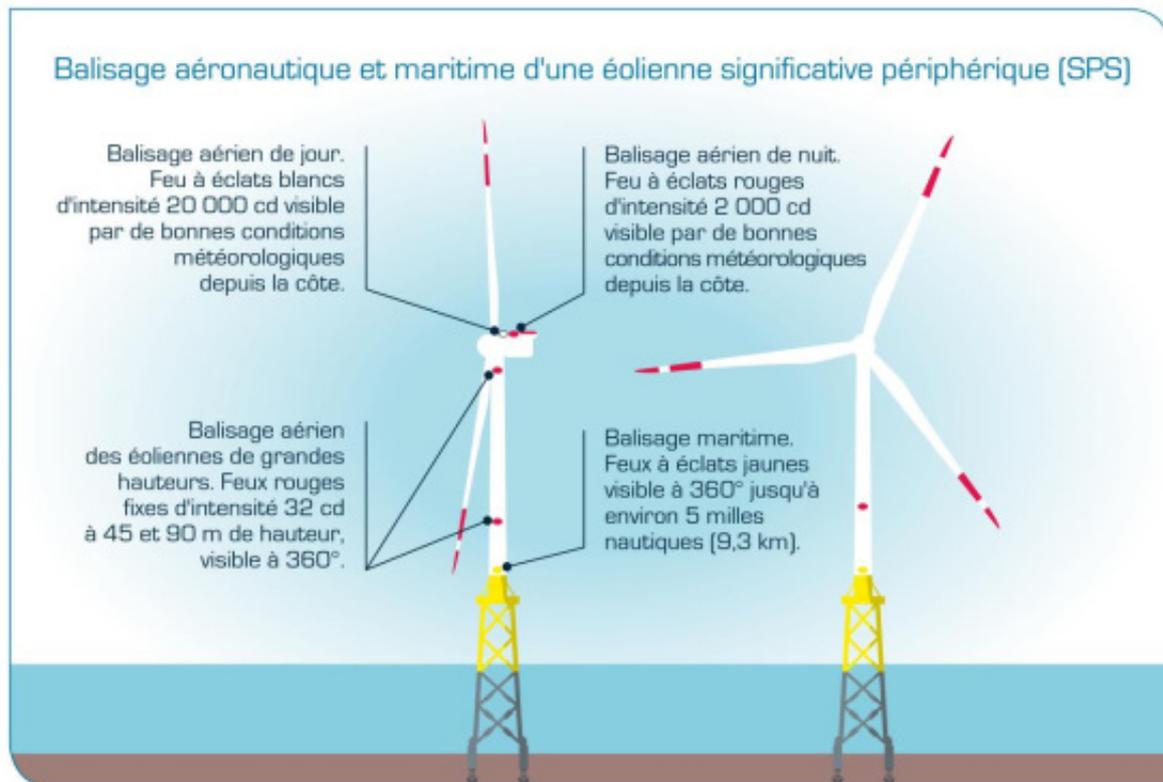
4.6.6.1.4 Synthèse - plan de signalisation maritime du parc éolien de Dieppe - Le Tréport

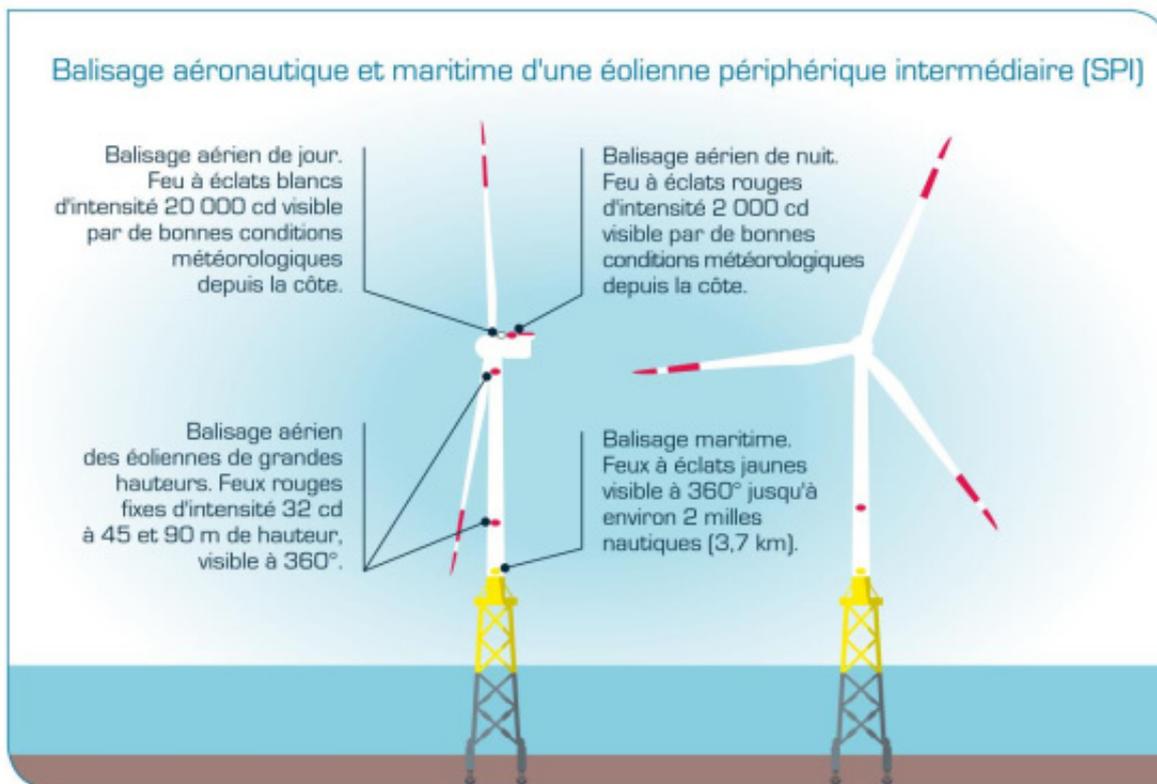
Le plan de signalisation maritime du parc éolien - qui sera discuté en Grande Commission Nautique puis devra être avalisé par la Direction des Affaires Maritimes - se compose ainsi de 64 structures (62 éoliennes, un mât de mesures et un poste électrique en mer) dont les fondations seront peintes en jaune et équipées d'une plaque d'identification.

Parmi ces structures :

- ▶ 9 éoliennes seront signalées avec un balisage maritime SPS : feux jaunes rythmés (et synchronisés entre eux) d'une portée d'au moins 5 milles nautiques, visibles de toutes les directions. Deux d'entre elles, situées à deux coins du parc seront équipées d'un balisage électronique sous forme d' AIS AtoN ;
- ▶ 6 éoliennes seront signalées avec un balisage maritime SPI : feux jaunes rythmés (et synchronisés entre eux) d'une portée d'au moins 2 milles nautiques, visibles de toutes les directions et non synchronisés avec ceux des SPS.

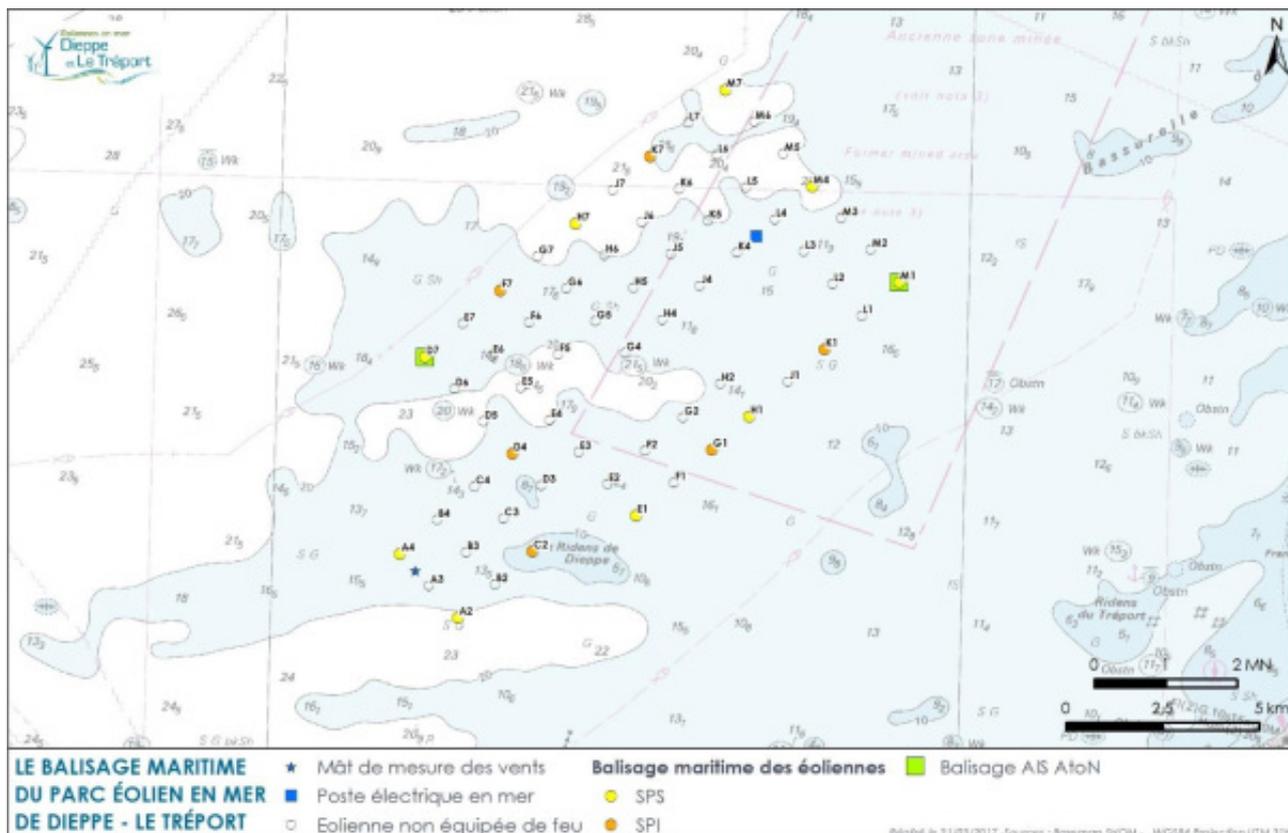
Figure 56 : Balisage aéronautique et maritime d'une SPS et d'une SPI





Source : EMDT, 2016

Figure 57 : Plan de signalisation des structures du parc éolien en mer de Dieppe Le Tréport



Source : EMDT, 2016

4.6.6.2 Modalités de mise en œuvre et de maintenance des dispositifs

Conformément à la recommandation O-139 de l'AIMS, l'ensemble des dispositifs de balisage précités seront maintenus de telle sorte qu'ils permettent d'atteindre les critères de disponibilité prévus, soit 99% pour une marque de catégorie 2.

4.6.6.3 Signalisation du parc éolien en phase de construction - modalités de traitement de l'information nautique

4.6.6.3.1 Signalisation en phase de construction

A ce stade, sur la base des règles de navigation énoncées au 3.6.4, le balisage de la zone de délimitation du parc, dont le périmètre devrait être délimité par un ensemble de bouées marques spéciales, ne peut être précisé à ce stade. Il sera conforme aux réglementations précitées (et reprises dans la note du 11 juillet 2016 émise par la Direction des Affaires Maritimes).

Ce balisage sera complété par la présence de navires de surveillance.

En outre, une station de réception AIS sera installée sur le poste électrique pendant la construction du parc pour améliorer la réception AIS. Elle sera également maintenue pendant la phase d'exploitation.

Enfin, une fois installée et pendant toute la durée des travaux, chaque fondation, peinte en jaune, sera équipée d'un feu compact autonome jaune à éclat régulier d'une période de 2,5 s et d'une portée de l'ordre d'1 mille nautique.

4.6.6.3.2 Traitement de l'information nautique

L'information sera diffusée selon différentes formes :

- ▶ **Mise en place du Centre de Coordination Maritime, rattaché au Centre de Contrôle Opérationnel du parc éolien, dès la phase de construction.** Il aura pour mission durant cette phase de coordonner le chantier et assurera la liaison entre l'ensemble des navires (de chantier et tiers). Il sera également l'interlocuteur privilégié des autorités et des usagers de la mer. Un attaché aux usagers de la mer aura notamment pour rôle de prévenir tout risque d'accidents, notamment en diffusant ou relayant, à tous les usagers concernés, des informations relatives au parc pendant cette phase (puis pendant la phase d'exploitation). Il aura aussi la charge de recueillir les doléances et demandes des usagers quant au parc éolien de manière, notamment, à ce que, par la suite, les interventions programmées en phase d'exploitation puissent se dérouler sans entraîner de gêne sur d'autres activités (pêche professionnelle en particulier) ;
- ▶ **Mise à jour des cartes marines électroniques**

 - Phase de construction : intégration de la Zone de Délimitation du parc, puis, au fur et à mesure de l'avancement des travaux, intégration des composantes visibles (fondations) et invisibles (pieu des jackets avant la pose de ces derniers, câbles) du parc ;
 - Phase d'exploitation : intégration de la localisation des éoliennes, du poste électrique en mer, du mât de mesure et des câbles inter-éoliennes.
- ▶ **Mise à jour des cartes marines papier**

 - Phase de construction : intégration de la Zone de Délimitation du parc (ou des zones d'exclusion qui pourraient être définies à la place, selon les choix qui seront faits en termes d'organisation du chantier pour limiter l'impact sur les usagers)
 - Phase d'exploitation : intégration de la localisation des éoliennes, du poste électrique en mer, du mât de mesure et des câbles inter-éoliennes.
- ▶ **Diffusion d'avis aux navigateurs** par le CND.

Pour ce qui concerne les navires de chantier, des procédures permettant un avertissement à leurs équipages en cas d'événements particuliers seront également mises en place.

4.6.7 Gestion de l'urgence maritime

Un Plan d'Intervention Maritime (PIM) et un Plan d'Urgence Maritime (PUM) spécifiques à chacun des phases du parc (construction, exploitation, démantèlement) seront définis en lien avec le CROSS Gris-Nez et la Préfecture Maritime de Manche Mer du Nord.

Le PIM est un document au service de l'exploitant du parc éolien pour l'organisation de la sécurité de son site. Il devra être approuvé par le Préfet Maritime après consultation du CROSS. Le PIM a une analogie forte avec les Plan d'Opération Interne (POI) des sites industriels à terre.

Lorsque les capacités du parc ou la gravité des événements dépassent les responsabilités et les moyens de l'exploitant, les services de l'Action de l'Etat en Mer prennent la responsabilité de la conduite des opérations. Le document de référence est le PUM. Le PUM est un document au service des organismes en charge de l'Action de l'Etat en Mer et de ses acteurs. Il devra également être approuvé par le Préfet Maritime de Manche Mer du Nord sur les conseils du CROSS Gris-Nez.

Le PUM est un complément au Dispositif ORSEC maritime de la façade pour tous les événements concernant le parc éolien en mer.

Le principe de non-redondance du contenu du PUM avec le Dispositif ORSEC maritime est appliqué pour limiter les besoins de mise à jour du PUM lors que le Dispositif ORSEC maritime fait l'objet d'une modification.

Le PUM décrit les modalités de coordination et de coopération avec les services de l'Etat en charge de l'Action de l'Etat en Mer lorsque les prérogatives de l'exploitant (cf. PIM) dépassent ses responsabilités et ses moyens. La conduite des interventions est alors assurée par les services de l'Etat avec un support éventuel par l'exploitant.

Afin de limiter les risques de sur-accidents lors d'une opération de secours autour ou à l'intérieur du parc éolien, des exercices réguliers associant les Autorités et organismes en charge des opérations de recherche et de sauvetage seront nécessaires. Ces exercices doivent être représentatifs d'interventions réelles tant sur le plan des moyens mis à disposition que des paramètres de l'exercice (notamment météorologiques).

Par ailleurs, pour ce qui concerne les opérations de recherche et de sauvetage par aéronefs (hélicoptères notamment), le maître d'ouvrage respectera les recommandations de l'Autorité de l'aéronautique navale de la Marine Nationale.

En accord avec le courrier (n°0-18279-2016/PREMAR MANCHE/AEM/NP) de la Préfecture Maritime signé le 1^{er} juin 2016 et transmis au maître d'ouvrage suite à la réalisation d'une étude sur le secours maritime par aéronefs de la Marine Nationale dans un parc éolien, l'extinction du système d'éclairage d'une ou plusieurs éoliennes et du mât de mesure, pourra intervenir sous un faible préavis, courant de 5 minutes idéalement, à 15 minutes au maximum.

Les éoliennes disposeront d'un système d'arrêt fixe (la combinaison du vent et du souffle rotor ne devant pas permettre la rotation involontaire de la nacelle ou des pales lorsqu'elles sont arrêtées et bloquées), intervenant sous un faible préavis.

Les éoliennes doivent disposer de la possibilité d'orienter la nacelle à + ou - 90° par rapport à la direction du vent, de sorte à favoriser la position d'un treuil d'hélicoptères.

Les pales des éoliennes pourront être arrêtées et orientées en « Y » ou « au vent » à l'horizontale (« Y » décalé) selon le besoin du pilote d'hélicoptères (besoin d'une référence horizontale par mauvaise visibilité).

La conception de la nacelle considère une taille suffisante afin d'accueillir en plus de la personne à évacuer, un à deux sauveteurs et une civière hélitreuillable.

Comme précisé au chapitre précédent relatif au balisage du parc éolien, la signalisation de chaque structure du parc sera conforme à la réglementation en vigueur.

En outre, le maître d'ouvrage respectera les recommandations de la Marine Nationale quant à la mise en place de repères visuels (par exemple, bandes ou points rouges placés régulièrement) sur les pales, afin de donner une référence pour l'équipage de l'aéronef lors d'une manœuvre de treuillage depuis la nacelle de l'éolienne. Par ailleurs, afin de permettre un repérage en vol au-dessus ou à l'intérieur du parc, chaque éolienne sera numérotée. Le marquage doit être visible sur 360° (soit un numéro tous les 120° sur le mât), et depuis une hauteur de 500 pieds au-dessus du point le plus haut de l'éolienne. Le numéro devra également figurer sur la nacelle.

Le personnel intervenant sur les éoliennes du futur parc, susceptible d'être hélitreuillé, sera sensibilisé au danger du souffle rotor et sera équipé de radios portatives VHF marine.

Le plan du parc éolien et les coordonnées GPS de chaque éolienne seront mises à la disposition des équipages des aéronefs.

Du fait de la disposition « géométrique » des éoliennes et de l'espacement d'au moins 1 km entre éoliennes, l'implantation du parc éolien en mer de Dieppe Le Tréport satisfait aux recommandations formulées par la Marine Nationale en vue des missions de recherche et de sauvetage par aéronefs (hélicoptères notamment).

Enfin, comme précisé dans le chapitre 5.2.1.1.1 relatif au Centre de coordination maritime, un système de suivi maritime spécifique au parc éolien (appelé VTMS) sera mis en place. Ce système permettra de suivre en temps réel les opérations de maintenance relatives au parc. Le CROSS Gris-Nez pourra disposer de l'accès aux informations transmises par le VTMS.

Le Centre de coordination maritime sera joignable en continu (24h/24, 7j/7). Le Coordinateur maritime sera en charge à tout moment de la coordination avec le CROSS et la Préfecture Maritime de Manche Mer du Nord en cas d'accidents (y compris pour les navires externes aux activités propres du parc) et aura autorité sur les moyens opérationnels du parc éolien.

4.7 Le démantèlement

4.7.1 Contexte réglementaire

Le démantèlement du parc éolien en mer et de tous ses composants est réglementé par les textes cités ci-dessous :

Figure 58 :Textes réglementaires en matière de démantèlement

Textes relatifs au démantèlement	Applications et observations
	« Article 2. Toute personne a le devoir de prendre part à la préservation et à l'amélioration de l'environnement. Article 3. Toute personne doit, dans les conditions définies par la loi, prévenir les atteintes qu'elle est susceptible de porter à l'environnement ou, à défaut, en limiter les conséquences. Article 4. Toute personne doit contribuer à la réparation des dommages qu'elle cause à l'environnement, dans les conditions définies par la loi. »
Charte de l'environnement	
Convention pour la protection du milieu marin de l'Atlantique du Nord-Est ou Convention OSPAR	La convention OSPAR a interdit depuis 1998 l'abandon total ou partiel des installations offshore désaffectées, sauf dérogation. Précision (sources) : Guidance documents on offshore wind farms by the OSPAR Commission - Protecting and conserving the North-East Atlantic and its resources
Code général de la propriété des personnes publiques,	
article R2124-2 et R2124-8	Le titulaire de la concession est tenu d'assurer une « réversibilité effective des modifications apportées au milieu naturel » lors de l'arrêt définitif de l'installation, le cas échéant, la nature des opérations nécessaires à la réversibilité des modifications apportées au milieu naturel et au site, ainsi qu'à la remise en état, la restauration ou la réhabilitation des lieux en fin de titre ou en fin d'utilisation". Dans l'article R 2124-8, la convention peut prévoir, afin d'assurer la réversibilité effective des modifications apportées au milieu naturel, la constitution de garanties financières ou une consignation auprès de la Caisse des dépôts et consignations
Code de l'environnement, Livre V : Prévention des pollutions, des risques et des nuisances (Partie législative) Titre IV : Déchets	Le Code définit le cadre général de la réglementation sur les déchets, générés par le démantèlement. Il hiérarchise par ordre de priorité : la prévention, la préparation en vue du réemploi, le recyclage, la valorisation et l'élimination des déchets Précision : Ces dispositions peuvent être prises en compte par l'Etat dans les différentes autorisations administratives nécessaire au parc éolien en mer
Code de l'environnement, L214-3-1	« Lorsque des installations, ouvrages, travaux ou activités sont définitivement arrêtés, l'exploitant ou, à défaut, le propriétaire remet le site dans un état tel 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. Il informe l'autorité administrative de la cessation de l'activité et des mesures prises. Cette autorité peut à tout moment lui imposer des prescriptions pour la remise en état du site, sans préjudice de l'application des articles L. 163-1 à L. 163-9 et L. 163-11 du code minier. » Précision : le Code minier n'est pas applicable aux parcs éoliens en mer
Cahier des charges de l'appel d'offres	Cinq (5) ans au plus tard avant la date à laquelle il envisage de mettre fin à l'exploitation, le candidat retenu en informe le préfet ayant délivré l'autorisation d'occupation du domaine public maritime. Les travaux effectifs de démantèlement et de remise en état seront réalisés conformément aux stipulations de la convention de concession ou, le cas échéant, aux décisions du ou des préfets de département compétents, aux termes des dispositions du décret n°2004-308 du 29 mars 2004 relatif aux concessions d'utilisation du

6.4 Démantèlement – remise en état	domaine public maritime en dehors des ports [codifiés aux articles R2124-2 et suivants du Code général de la propriété des personnes publiques].
	A cette fin, le candidat retenu réalisera au plus tard 24 mois avant la fin de l'exploitation une étude portant sur l'optimisation des conditions du démantèlement et de la remise en état du site, en tenant compte des enjeux liés à l'environnement, aux activités, et à la sécurité maritime. S'il lui apparaît nécessaire de compléter ou modifier les termes de la convention de concession, le préfet précisera la date à laquelle cette étude devra lui être fournie.

Trois objectifs opérationnels sont recherchés :

- ▶ Retour à un état proche de l'état initial²⁶ au point de vue physique (morphologie des fonds, conditions hydrodynamiques) et chimique (composition de l'eau et des sédiments) ;
- ▶ Retour à un état proche de l'état biologique initial ;
- ▶ Retour à un état initial pour les usages de la zone, notamment la pêche, les usages de loisir et la circulation maritime.

Comme indiqué dans le cahier des charges de l'appel d'offres national éolien en mer du 16 mars 2013, une étude sera réalisée 24 mois avant le début des opérations de démantèlement afin de valider la méthode la plus adaptée pour l'environnement, prenant notamment en compte les procédés les plus respectueux et les moins coûteux en énergie pour effectuer les opérations. Elle sera effectuée sur la base de l'état constaté au moment donné et définira l'ensemble des opérations de démantèlement envisagées avec précision.

4.7.2 Éléments à démanteler

Les éléments à démanteler sont les suivants :

- ▶ 62 éoliennes (pales, nacelle, mât) ;
- ▶ 64 fondations des éoliennes, du poste électrique en mer et du mât de mesure en mer ;
- ▶ 1 poste électrique en mer ;
- ▶ Les protections par enrochement des câbles (2km uniquement) ;
- ▶ 95 km de câbles inter-éoliennes ;
- ▶ 1 mât de mesure en mer.

4.7.3 Séquençage et port de démantèlement du parc éolien

Le démantèlement s'effectue pratiquement dans l'ordre inverse de l'installation à savoir :

- ▶ Isolation électrique du raccordement haute tension ;
- ▶ Câbles inter-éoliennes et leur enrochement ;
- ▶ Éoliennes ;
- ▶ Poste électrique en mer ;
- ▶ Fondations.

²⁶ Etat initial présenté dans le Document 3 : étude d'impact du parc sur l'environnement valant document d'incidence au titre de la police de l'eau et des milieux aquatiques

Certaines opérations pourront être réalisées en parallèle selon les moyens logistiques employés afin de réduire le temps nécessaire aux opérations de démantèlement.

L'ensemble des éléments est, une fois déposé, transporté jusqu'à l'infrastructure portuaire choisie pour le recyclage des éléments.

A ce stade le port retenu pour le démantèlement est le port de Cherbourg situé à 215 km (155 milles nautiques). Ce choix ne sera définitif qu'au moment de l'annonce de démantèlement du parc aux autorités.

4.7.3.1 Les câbles inter-éoliennes et leur enrochement

Une étude environnementale effectuée 24 mois avant les opérations de démantèlement validera les opérations à réaliser (retrait complet ou partiel des câbles et de leur enrochement) ainsi que la méthodologie retenue afin de minimiser l'impact environnemental.

A ce stade, il est prévu de récupérer l'ensemble des enrochements déposés sur le fond marin pour protéger les câbles inter-éoliennes. Ces enrochements pourront être réutilisés pour des travaux de BTP (ex : matériaux de remblais après concassage) ou comme protection de câbles sur d'autres parcs éoliens.

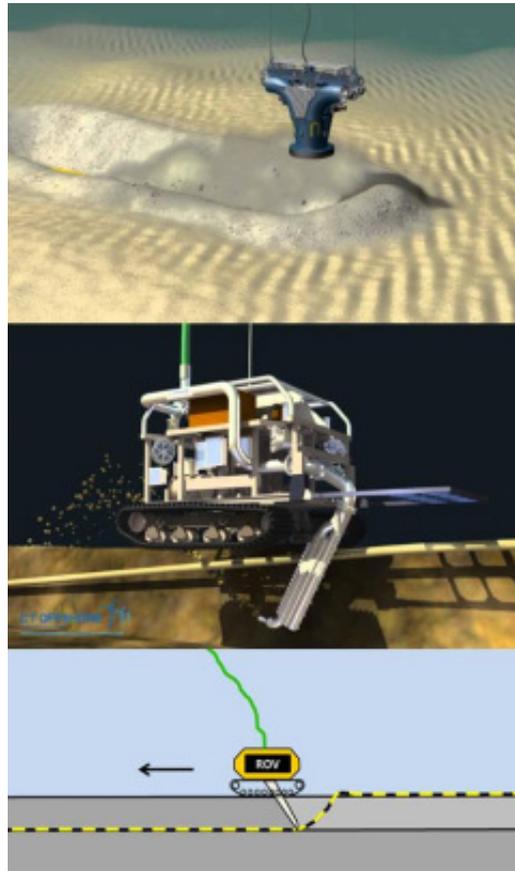
Une analyse complète pour déterminer la meilleure solution technique permettant d'atteindre ces objectifs en tenant compte des enjeux liés à l'environnement, aux activités humaines et à la sécurité maritime sera mise en place.

La dépose des câbles envisagée actuellement pour la grande majorité du linéaire de câble consiste à procéder en ordre inverse de la pose avec l'aide d'un navire câblé assisté d'un véhicule sous-marin (ROV).

Le travail consiste à pomper des grands volumes d'eau et de les projeter sur la zone de travail pour faciliter le retrait du câble. Le câbles en place est directement tirés depuis un enrouleur placé sur un bateau.

Une fois le câble déconnecté de tout type d'alimentation, un ROV viendra si besoin faire remonter à la surface du sous-sol marin le câble inter-éoliennes.

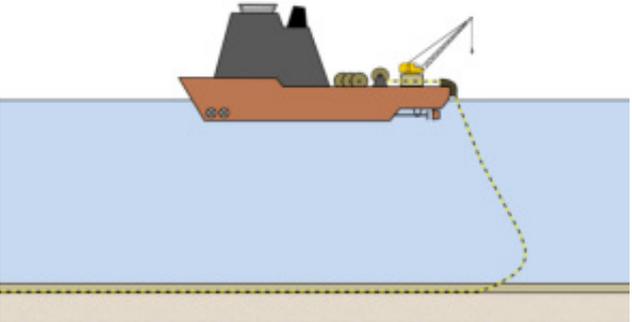
Figure 59 : Extracteur et ROV



Une fois le câble proprement libéré, la méthodologie est décrite dans le tableau suivant.

Tableau 24: Etape de dépose du câble

N° Opé	Description	Schéma représentatif
1	<p>Le crochet de la grue est descendu et le véhicule sous-marin passe le câble dans le crochet.</p> <p>Le câble est tiré en dehors des J-tubes.</p>	

2	<p>Le câble est tiré hors de l'eau et raccordé à un enrouleur.</p> <p>Le navire câblé navigue sur le tracé du câble tout en l'enroulant.</p> <p>2 câbles environ pourront être déposés par jour.</p>	
3	<p>Une fois l'ensemble des enrouleurs chargés, le navire câblé rentre au port défini pour décharger avant de revenir sur site poursuivre le démantèlement du câble.</p>	 <p>(http://www.ctoffshore.dk/)</p>

4.7.3.2 Les éoliennes

Les principaux composants de l'éolienne sont les suivants :

- ▶ La nacelle comprenant principalement le générateur ;
- ▶ Le mât comprenant diverses installations électriques ;
- ▶ Les pales.

Les éoliennes sont démantelées et acheminées au port par groupes de 3. La méthodologie est la suivante pour chaque éolienne.

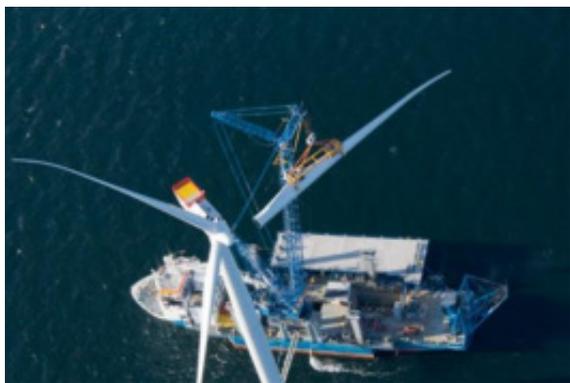
Tableau 25 : Etapes de dépose des éoliennes

Étapes	Description
0	Préparation du bateau et manœuvres au port
1	Transit jusqu'au parc éolien
2	Positionnement sur site du navire
3	Dépose pale 1
3	Dépose pale 2
3	Dépose pale 3
4	Dépose nacelle
5	Dépose mât
6	Démobilisation du navire
7	Transit vers le port de démantèlement
8	Positionnement et déchargement des éoliennes

Remarque : Les opérations 2 à 6 sont répétées pour chacune des 3 éoliennes avant transit au port.

Cette procédure de démantèlement permet de réduire à un, le nombre de bateaux nécessaires à l'ensemble des opérations. Réduisant également le nombre d'aller-retour des navires et donc l'impact sur le trafic maritime et l'environnement.

Figure 60: Opérations de démantèlement des aérogénérateurs



Pale en cours de démontage (www.offshorewind.biz)



Pales en cours de démontage (www.marinelog.com)



Dépose de la nacelle (www.fk-wind.dk)



Déchargement de pales déjà séparées
(www.modulift.com)

Une fois les composants déchargés dans le port, ils sont alors transportés sur une aire de stockage pour laisser la place nécessaire à un nouveau déchargement dans les meilleurs délais. Le transport des pièces à terre est effectué par des grues mobiles de type SPMT²⁷.

Figure 61 : Exemple d'aire de stockage des composants



Source : www.bloomberg.com

4.7.3.3 Le poste électrique en mer

La méthode de démantèlement du poste électrique est comparable à la dépose des éoliennes dans les modes opératoires mais nécessite des moyens de levage plus importants.

Le démantèlement de la fondation du poste électrique en mer sera effectué selon la méthodologie présentée au chapitre suivant (Fondation Jacket).

²⁷ Self Propelled Modular Transporter = Module de Transport Auto Propulsé

Tableau 26: Etapes de dépose du poste électrique en mer

Etapes	Description
0	Préparation générale des travaux
1	Positionnement du navire de préparation
2	Découpe des soudures, dépose et chargement de la plateforme
3	Transit de la barge vers le port de démantèlement
4	Déchargement de la plateforme au port

Afin d'assurer un planning d'intervention moins dépendant des conditions météocéaniques, la plateforme et la fondation sont transportés indépendamment.

Figure 62 : Opérations de démantèlement de la plateforme du poste électrique en mer

Poste électrique en mer (www.offshorewind.biz)

Dépose de la plateforme (Belwind video)

Déchargement de la plateforme (www.siemens.co.uk)

4.7.3.4 Les fondations jacket

L'étude effectuée 24 mois avant les opérations de démantèlement validera les opérations à réaliser ainsi que la méthodologie retenue afin de minimiser l'impact environnemental.

La méthodologie pour le démantèlement des fondations est la suivante.

Tableau 27 : Etapes de dépose des fondations jacket

Etapes	Description
0	Préparation générale des travaux
Opération 1 : Préparation	
1.1	Positionnement du navire de préparation
1.2	Excavation du sol sur une profondeur suffisante dans le cas d'un substrat adéquat (meuble)
1.3	Transit et positionnement sur la fondation suivante
Opération 2 : Découpe et dépose de la structure	
2.1	Positionnement du navire
2.2	I. Découpe externe de la fondation au niveau de la jonction pieux – fondation jacket autour de la liaison en béton coules II. Découpe interne ou externe des pieux : au maximum à environ -1,00 -2,00 m sous le niveau fond marin
2.3	Chargement sur la barge de transport
2.4	Transit et positionnement sur la fondation suivante
2.5	Transit de la barge vers le port de démantèlement
2.6	Déchargement des structures au port

Remarque : Les opérations 2.1 à 2.4 sont répétées 3 fois avant que la barge de transport ne rentre vers le port de démantèlement afin de limiter le nombre de transports du parc au port de démantèlement.

La découpe interne sera effectuée avec un outil spécial comme ci-dessous.

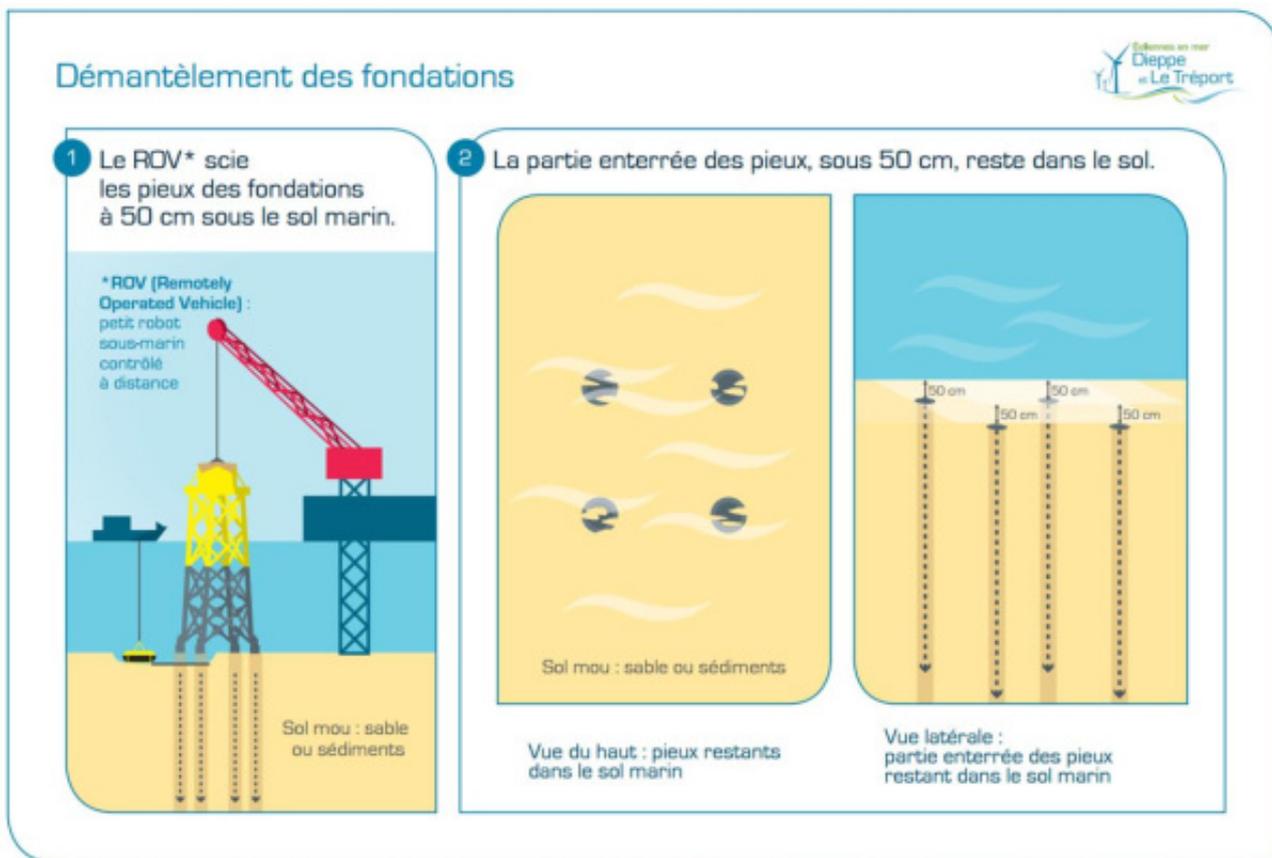
Figure 63 : Outil inséré à l'intérieur d'un pied de fondation pour une découpe interne



Source : Niras, 2016

La découpe externe est effectuée par appareil de type ROV. Pour enlever les structures, un navire équipé d'une grue sera utilisée. Le transport sera effectué sur une barge.

Figure 64 : Découpe externe et vue des pieux laissés sur place



Source : EMDT, 2017

Les éventuelles opérations d'excavation sont réalisées également par un ROV équipé d'un outil adapté.

Au même titre que pour les éoliennes, les structures sont stockées à proximité de l'aire de déchargement du port, avant d'être désassemblées.

Figure 65 : Opérations de démantèlement des fondations



Levage de la structure
(www.heavyliftspecialist.com)



Chargement et mise en sécurité sur la barge
(www.heavyliftspecialist.com)



Transport jusqu'au port de démantèlement
(www.damen.com)



Déchargement avant stockage et désassemblage
(www.damen.com)

4.7.3.5 Le mât de mesure en mer

Les opérations de démantèlement du mât de mesure en mer suivront l'ordre inverse de l'installation.

Tout d'abord, l'instrumentation et l'alimentation auxiliaire seront démontées, suivi du mât qui sera soigneusement soulevé à l'aide d'une grue. Enfin, la fondation sera découpée selon les mêmes modalités que celles envisagées pour les fondations des éoliennes et du poste électrique. La durée totale de ce démantèlement sur site (fondation et mât de mesure) est d'environ 120h. Deux navires seront mobilisés sur la zone de démantèlement : le navire auto-élévateur (ou un navire à positionnement dynamique) ainsi qu'un navire guidant le ROV pour procéder à la découpe des pieds des fondations au niveau du sous-sol marin.

4.7.4 Planning général des opérations de démantèlement

Sur la base des procédures de démantèlement présentées ci-dessus, une estimation du temps nécessaire à la réalisation de l'ensemble du démantèlement a été réalisée prenant en compte des aléas météocéaniques théoriques. Le planning ci-dessous présente le scénario de base actuellement considéré par le maître d'ouvrage. Le démantèlement du mât de mesure sera réalisé environ 15 ans maximum après sa mise en service et n'est donc pas représenté dans ce planning.

Figure 66 : Planning général du démantèlement

OPERATIONS	DUREE	DEMANTELEMENT																																															
		Année 0				Année 1				Année 2																																							
		T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4																																
		J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
Préparation	6 mois																																																
Travaux préparatoires	2 mois																																																
Câbles inter-éoliennes	1,5 mois																																																
Eoliennes	7 mois																																																
fondation des éoliennes	4,5 mois																																																
Poste électrique et sa fondation	0,5 mois																																																

Source : EMDT, 2017

4.7.5 Trafic maritime

Le tableau ci-dessous présente le scénario de base actuellement considéré par le maître d'ouvrage concernant le trafic maritime sur la zone du parc pour le démantèlement. Un navire de surveillance sera présent durant la phase du démantèlement pour prévenir tout risque d'accident. Un hélicoptère pourra être utilisé pour le transfert du personnel en cas de durée de travaux 24h/24.

Il est à noter que ces durées sont évaluées hors aléas météorologiques.

Tableau 28 : Scénario du trafic maritime sur la zone du projet (scénario de base)

Démantèlement du mât de mesure en mer	1 navire à positionnement dynamique et 1 navire de soutien présents sur site 120h pour la découpe des pieux, le démantèlement de la fondation jacket et du mât de mesure
Travaux préparatoires	Etude de l'intégrité des structures à démanteler ; déconnection électrique des câbles, des éléments présents dans le mât ; sécurisation des substances polluantes (huiles) ; etc.
Démantèlement des câbles inter-éoliennes	Jusqu'à 2 navires à positionnement dynamiques présents Ou le cas échéant, jusqu'à 2 navires avec ancrs sur site accompagnés de 2 à 4 navires supplémentaires pour guider et manipuler les ancrs, Entre 1 et 2 mois pour la récupération de l'ensemble du câblage inter-éolienne (récupération d'environ 2 câbles inter-éoliennes par jour) Le temps nécessaire pour le démantèlement de l'enrochement n'a pas encore été étudié
Démantèlement des éoliennes	1 navire autoélévateur présent sur site 120h sur site par rotation (Démantèlement de 3 éolienne) 165h entre 2 rotations pour transport et déchargement d'éoliennes depuis le port de démantèlement 21 rotations prévues au total
Démantèlement des fondations des éoliennes	1 navire autoélévateur présent sur site 130h sur site par rotation (Démantèlement de 3 jackets) 65h entre 2 rotations pour le déchargement de jackets 21 rotations prévues au total
Démantèlement du poste électrique en mer	1 navire à positionnement dynamique et 1 barge présents sur site 100h pour la coupe des pieux, de la fondation jacket et de la plateforme

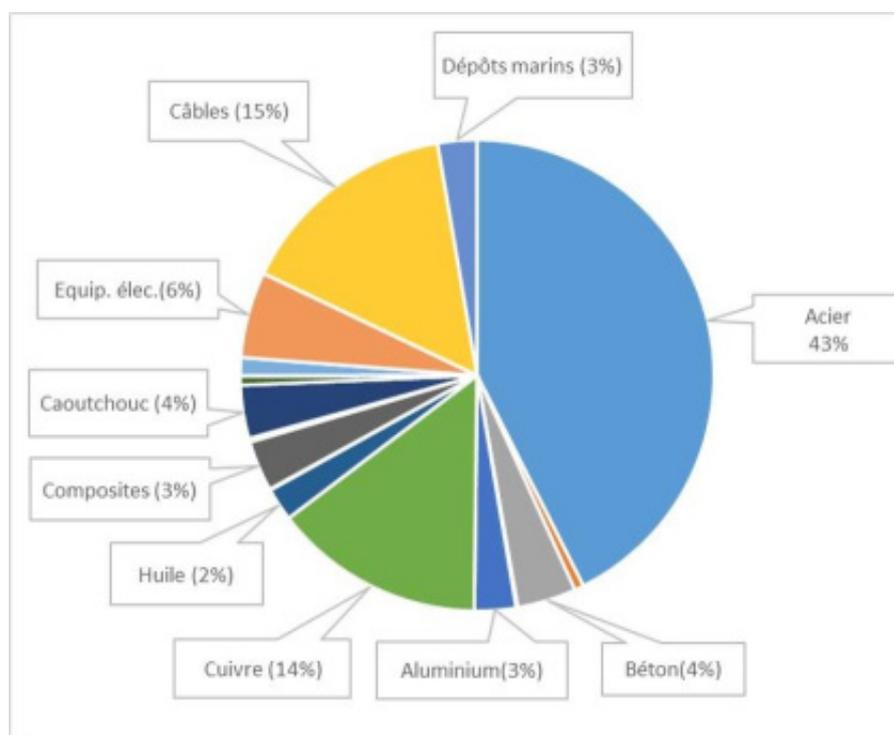
4.7.6 Recyclage des éléments constituant le parc

Selon le Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, le Plan de réduction et de valorisation des déchets 2014 -2020 précise les objectifs suivants :

- ▶ Objectif 1: Réduire la production de déchets ;
- ▶ Objectif 2 : Augmenter le recyclage ;
- ▶ Objectif 3 : Valoriser énergétiquement les déchets non recyclables ;
- ▶ Objectif 4 : Réduire la quantité de déchets ultimes.

La répartition des constituants du parc lors du démantèlement est la suivante.

Figure 67 : Constituants du parc (répartis en fonction de leur masse)



Source : EMDT, 2016

Au préalable des opérations de démantèlement, une étude sera menée pour valider la réutilisation de certains équipements, en fonction de leur état notamment. En effet, la réutilisation d'équipements après remise en état est de plus en plus courante, comme par exemple les nacelles des éoliennes ou les grues. Cette étape sera déterminante car elle permettra de définir en amont la destination des différents composants et la logistique portuaire associée.

Les métaux comme l'acier et le cuivre seront recyclés en fonderie, tandis que le béton peut être broyé et réutilisé par exemple pour la constitution de couche de fondation de voiries.

Les peintures appliquées sur les éléments métalliques à recycler pourront être retirées sur le port de démantèlement.

Les quantités de matériaux et la gestion des déchets et des ressources estimées pour les différents scénarios pour 62 éoliennes sont indiquées dans le tableau suivant :

Tableau 29 : Filières de recyclage des principaux matériaux (hors fondation)

Matière première	Traitement envisagé	Filière de Recyclage
Acier	Réutilisé si possible ou recyclé	Acierie
Fonte	Réutilisé si possible ou recyclé	
Aluminium	Réutilisé si possible ou recyclé	Fonderie
Cuivre	Réutilisé si possible ou recyclé	Fonderie
Huile	Traitée comme huiles usagées	
Fibre de verre	Réutilisé si possible ou recyclé	
Composites	Mise en décharge	
PVC	Réutilisé si possible ou recyclé	
Caoutchouc	Réutilisé si possible ou recyclé	Dé Vulcanisation
Isolant	Incinéré ou mis en décharge	
Equipement électrique	Recyclé	
Copper	Recyclé	
Aimants	Réutilisé ou mis en décharge	
Batteries	Recyclé	

Tableau 30 : Filières de recyclage des principaux matériaux de la fondation

Matière première	Traitement envisagé	Filière de Recyclage
Acier	Réutilisé si possible ou recyclé	Acierie
Béton	Réutilisé si possible ou recyclé	Cimenterie
Zinc (anodes)	Recyclé	
Dépôt marins	Réutilisé en tant qu'engrais	

Les filières de recyclage citées ci-dessus sont connues, éprouvées et pérennes et les techniques de recyclage continuent d'évoluer. Cependant, certains matériaux devront faire l'objet d'une attention particulière au moment de les démonter (huiles, etc.).

Le coût du démantèlement s'élève entre 100 et 150 millions d'euros, incluant les enjeux environnementaux.

5 Les bases d'exploitation et de maintenance



Les opérations d'exploitation et la maintenance du parc seront menées depuis les bases de maintenance situées à Dieppe et au Tréport. Ces bases permanentes seront utilisées par les équipes en charge de la maintenance des éoliennes ainsi que de toutes les infrastructures annexes comme précisé ci-après.

La base du Tréport sera principalement utilisée comme centre de contrôle pour le parc de Dieppe-Le Tréport et celui des Iles d'Yeu et de Noirmoutier.

Le port de Dieppe sera utilisé comme port de maintenance courante ainsi que comme base temporaire aux prestataires réalisant des opérations ponctuelles spécifiques telles que la réparation de pale, l'endoscopie de certaines structures, le suivi de la protection des câbles, les audits sécurité, etc. La base de Dieppe sera utilisée pour le stockage et l'approvisionnement des pièces de rechanges, des outils et équipements de protection utilisés pour la maintenance courante. On compte environ 125 emplois pour l'ensemble des travaux d'exploitation et maintenance, ils seront répartis de la manière suivante : autour de 100 emplois à Dieppe et le reste au Tréport.

5.1 Base principale : Dieppe

5.1.1 Localisation

Le port de Dieppe se situe à 25 km environ du centre du parc éolien, il s'agit d'une relative proximité. La profondeur du bassin portuaire et cette proximité en font un port préférentiel pour l'implantation d'une base de maintenance.

Le stationnement des navires avant écluse permet un accès à la mer 24h/24, 7j/7. Des surfaces importantes (environ 2 400 m²) peuvent être disponibles pour permettre l'accueil dans de bonnes conditions des infrastructures industrielles nécessaires à l'exploitation.

Trois lieux d'implantation des infrastructures portuaires et terrestres ont été définis sur le port avant que le **scénario d'implantation 1** au droit du quai Gaston Lalitte ne soit retenu.

Cet emplacement a été choisi en étroite collaboration entre Éolienne en Mer de Dieppe-Le Tréport (EMDT) et le Syndicat Mixte du Port de Dieppe (SMPD).

Le choix a été fait en veillant à intégrer les contraintes et impacts potentiels de ces infrastructures sur les activités et infrastructures préexistantes.

Figure 68 : Photo du quai Lalitte



Source : Syndicat Mixte du Port de Dieppe, 2016

Figure 69 : Plan de localisation de la zone de projet



Source : Syndicat Mixte du Port de Dieppe, 2017

5.1.2 Opérations inscrites dans le cadre du projet

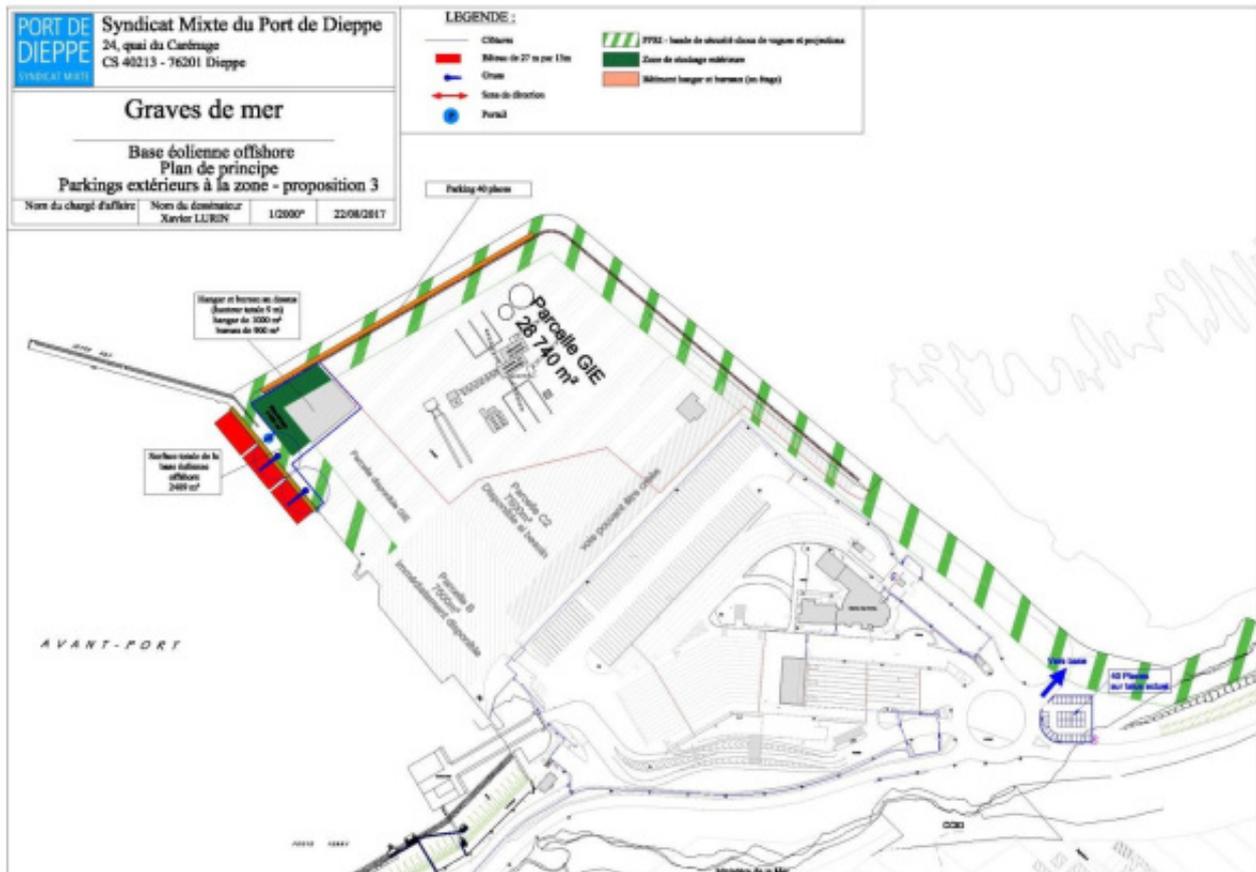
La construction de la base d'exploitation et de maintenance du parc éolien en mer au large de Dieppe-Le Tréport comprend la création d'un ponton pouvant accueillir trois navires de 30 m environ.

Ces aménagements nécessiteront essentiellement des opérations de dragage dans la zone de mouillage.

Les infrastructures de maintenance (bâtiments, hangars, parking), sont également envisagées dans le cadre du projet mais sont non soumises à étude d'impact. Elles sont donc simplement évoquées mais ne sont pas analysées dans les documents.

Le projet est localisé dans l'avant-port à proximité du quai Gaston Lalitte. Actuellement, ce quai sert au déchargement des gravas de mer ou colis lourds et permet de disposer d'une surface de terre-plein de plus de 50 000 m². Les travaux d'aménagement se feront au sud-ouest du quai Lalitte. Le plan masse ci-après permet de localiser chaque aménagement envisagé.

Figure 70 : Plan masse du projet



(Source : Syndicat Mixte du Port de Dieppe, 2017)

5.1.3 Modalités des travaux

La réalisation du projet implique des travaux maritimes suivis de travaux d'aménagement terrestres.

5.1.3.1 Description des travaux maritimes

Les travaux d'aménagement maritimes comprennent:

5.1.3.1.1 Travaux préparatoires

Ces travaux préparatoires consistent à libérer l'emprise du projet, à baliser l'emprise du chantier maritime, et à mettre en place des écrans anti turbidité.

Les travaux préparatoires dureront **2,5 mois**.

5.1.3.1.2 Renforcement et réparation des maçonneries de quai

Cette opération comprend principalement le rejointoiement des maçonneries, leur nettoyage et l'injection de coulis de ciment dans les éventuelles fissures. Le renforcement et la réparation des maçonneries de quai sont estimés durer **5 mois**.

► Nettoyage préalable hors eau

L'opération de nettoyage comprend le sablage ou le nettoyage au jet d'eau des salissures marines se développant sur la surface du mur maçonné (algues, moules, concrétions, joints de ciment détériorés, ...).

Cette opération se réalise à partir d'un échafaudage positionné sur une barge collée le long du quai. L'utilisation d'une bâche plastique pourra permettre de récupérer un maximum des déchets qui seront ensuite évacués et traités dans des centres spécialisés (matériaux organiques et matériaux inertes).

► Nettoyage préalable sous-marin

Le nettoyage préalable des zones à renforcer se fera à l'aide d'un système de nettoyage sous-marin par jet d'air ou d'eau et d'une meuleuse.

Les matériels mis en œuvre sont du même type que les machines utilisées hors eau, seul l'outil de décapage est différent. Du fait de l'impossibilité pour l'opérateur d'avoir un appui suffisamment ferme, la lance de nettoyage / décapage est équipée d'un contre jet annulant l'effort de recul du jet principal, et permettant à l'opérateur de maintenir sa position²⁸.

Les déchets seront repris lors du dragage.

► Confortement du quai par injection

Le quai abrite le tunnel où passe le câble d'alimentation du feu de signalisation Est et les projecteurs d'éclairage du musoir. Il sera procédé au confortement du tunnel si nécessaire.

L'objectif est de renforcer le quai existant en s'assurant de combler les éventuelles fissures et fractures présentes sur le quai existant. Des injections de coulis seront réalisées sur les fissures et fractures du béton cyclopéen du quai. Elles se feront par gravité.

Les ateliers nécessaires à ce type de travaux seront installés en haut du quai concerné. La réalisation des injections se fera du bas vers le haut du quai.

L'injection se réalisera à partir d'un maillage de forages équipés de canules d'injection. Ces canules sont mises en place dans une gaine de coulis de ciment qui empêche la remontée de coulis le long du forage. Le coulis est ensuite injecté sous faible pression dans le terrain et pénètre dans les vides interstitiels du terrain avant sa prise.

Les injecteurs dépassant du parement seront ensuite enlevés et l'entrée rebouchée.

Le coulis est classiquement composé d'eau, de ciment et de bentonite, parfois de sables ou cendres volantes. Ce peut être également un gel chimique en cas de recherche de prise rapide et d'étanchéité.

► Confortement du quai par maçonnerie

L'objectif est de procéder au rejointoiement des maçonneries.

Suite au nettoyage préalable des parements, les joints devant être repris seront dégarnis sur une profondeur de 5 cm environ au moyen d'un marteau burineur. Après humidification et lavage de la zone concernée, le rejointoiement sera réalisé soit manuellement, soit mécaniquement.

²⁸ Source : <http://www.socofren.fr/realisations/petrochimie-offshore/nettoyage-sous-marin/>

Afin de monopoliser des emprises raisonnables et garantir une propreté de chantier, une benne munie de plusieurs compartiments permettra le stockage du sable et du ciment nécessaire à la maçonnerie, ainsi que l'installation de la bétonnière. Le mortier sera produit à l'intérieur de la benne de manière à éviter toutes projections au sol.

5.1.3.1.3 Travaux de génie civil pour le renforcement du quai Lalitte et de la jetée est

Ces travaux ont pour but de consolider l'assise du quai en augmentant sa capacité de charge, permettant ainsi sa future exploitation. Les quais sont de type murs poids maçonnés avec du béton cyclopéen.

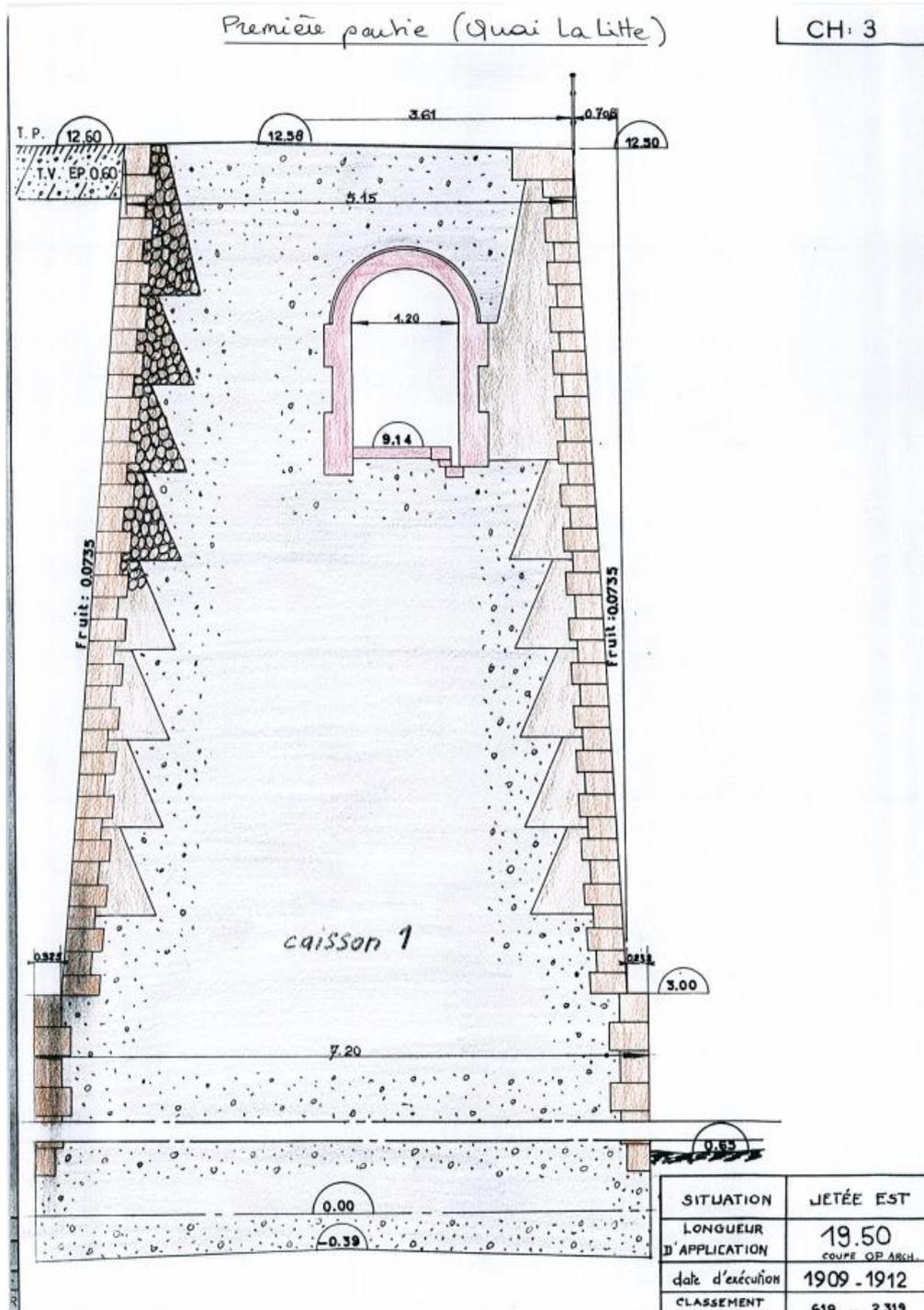
Les méthodes de renforcement de l'assise du quai se font généralement par la mise en place d'un rideau de palplanches en pied par battage ou vibrofonçage ; ou si la craie est trop dure, par forage au travers du quai et du substratum puis injection de béton (« cloutage »). La mise en place du rideau de palplanche a également un rôle de protection anti-affouillement.

■ Moyens

Compte tenu de la configuration du site et du terre-plein, l'installation du rideau se fera depuis la terre.

La technique classique de réalisation consiste à vibrofoncer une première palplanche puis une fois celle-ci réglée, les palplanches suivantes seront mises en place et guidées les unes par les autres via des encoches aménagées sur chacune d'entre-elles. Les palplanches seront ensuite coupées à la hauteur désirée et un revêtement anti corrosion de type protection cathodique pourra être posé par la suite si nécessaire. Il pourra s'agir de protection par courant imposé ou par anode galvanique.

Figure 71 : Coupe type du quai Lalitte



(Source : Syndicat Mixte du Port de Dieppe, 2016)

■ Délais :

Les délais de réalisation sont liés à la technique de travaux qui sera retenue. La mise en place de palplanche est la technique la plus longue, nécessitant environ **6 mois de travaux**.

5.1.3.1.4 Travaux de dragage et déroctage

► Qualité des sédiments

Une analyse des sédiments au niveau du poste à quais a été réalisée en juillet 2017 par Alpa Chimies. Les prélèvements ont été réalisés au carottier gravitaire au droit de 3 stations. Les échantillons prélevés ont été ensuite manuellement homogénéisés selon le mode opératoire MOA59 (ISO 13320) pour former deux échantillons à analyser : un haut (EMH) et un bas (EMB).

La qualité des sédiments au regard des seuils de la rubrique 4.1.3.0. de la nomenclature, est bonne.

Tableau 31 : Résultats de l'analyse des sédiments au niveau du poste à quais

EMH Echantillon 735184-801		EMB Echantillon 735184-802	
GRANULOMETRIE		Pourcentage	
*Fraction inférieure à 2 µm	12.37 %	9.807 %	
*Fraction inférieure à 10 µm	40.89 %	32.72 %	
*Fraction inférieure à 63 µm	76.13 %	67.48 %	
*Fraction inférieure à 125 µm	91.64 %	88.62 %	
*Fraction inférieure à 250 µm	99.52 %	99.29 %	
*Fraction inférieure à 500 µm	100.0 %	100.0 %	
* Mercure		0.06 mg/kg/sec	
		0.07 mg/kg/sec	
METAUX		Concentration (mg/kg/sec)	
*Arsenic	5	5	
*Cadmium	<1	<1	
*Chrome	35	33	
*Cuivre	7	5	
*Nickel	11	11	
*Phosphore	599	594	
*Plomb	16	16	
*Zinc	51	51	
ORGANOCHLORES ET APPARENTES		Concentration (µg/kg/sec)	
*PCB 28	<1,0	<1,0	
*PCB 52	<1,0	<1,0	
*PCB 101	<1,0	<1,0	
*PCB 118	<1,0	<1,0	
*PCB 153	1,1	<1,0	
*PCB 138	<1,0	<1,0	
*PCB 180	<1,0	<1,0	
ORGANOETAINS		Concentration (µg Sn/kg/sec)	
*Monobutylétain (MBT)	<2,0	<2,0	
*Dibutylétain (DBT)	<2,0	<2,0	
*Tributylétain (TBT) Tétrabutylétain (TeB)	<2,0	<2,0	
Triphénylétain (TPHT)	<2,0	<2,0	
HYDROCARBURES POLYCYCLIQUES AROMATIQUES		Concentration (µg/kg/sec)	
* Naphthalène	<1,00	<1,00	
* Acénaphlène	<2,00	<2,00	
* Fluorène	<5,00	<5,00	
* Phénanthrène	12,1	7,21	
* Anthracène	3,64	2,25	
* Fluoranthène	61,7	23,1	
* Pyrène	48,6	17,2	
* Benzo (a) anthracène	34,4	12,3	
* Chrysène	38,4	15,2	
* Benzo (b) fluoranthène	46,1	19,7	
* Benzo (k) fluoranthène	24,1	9,56	
* Benzo (a) pyrène	38	13,5	
* Dibenzo (a,h) anthracène	<1,00	<1,00	
* Benzo (g,h-i) péridène	18,4	7,55	
* Indène (1,2,3-cd) pyrène	41,6	15,5	
* Acénaphthylène	<10,0	<10,0	

Légende:

- en-dessous du seuil N1
- Entre le seuil N1 et N2
- au-dessus du seuil N2

(Alpa Chimies, 2017)

► Opérations de dragage

Les opérations de dragage se dérouleront au droit du quai Lallite.

Figure 72 : Localisation de la zone de dragage



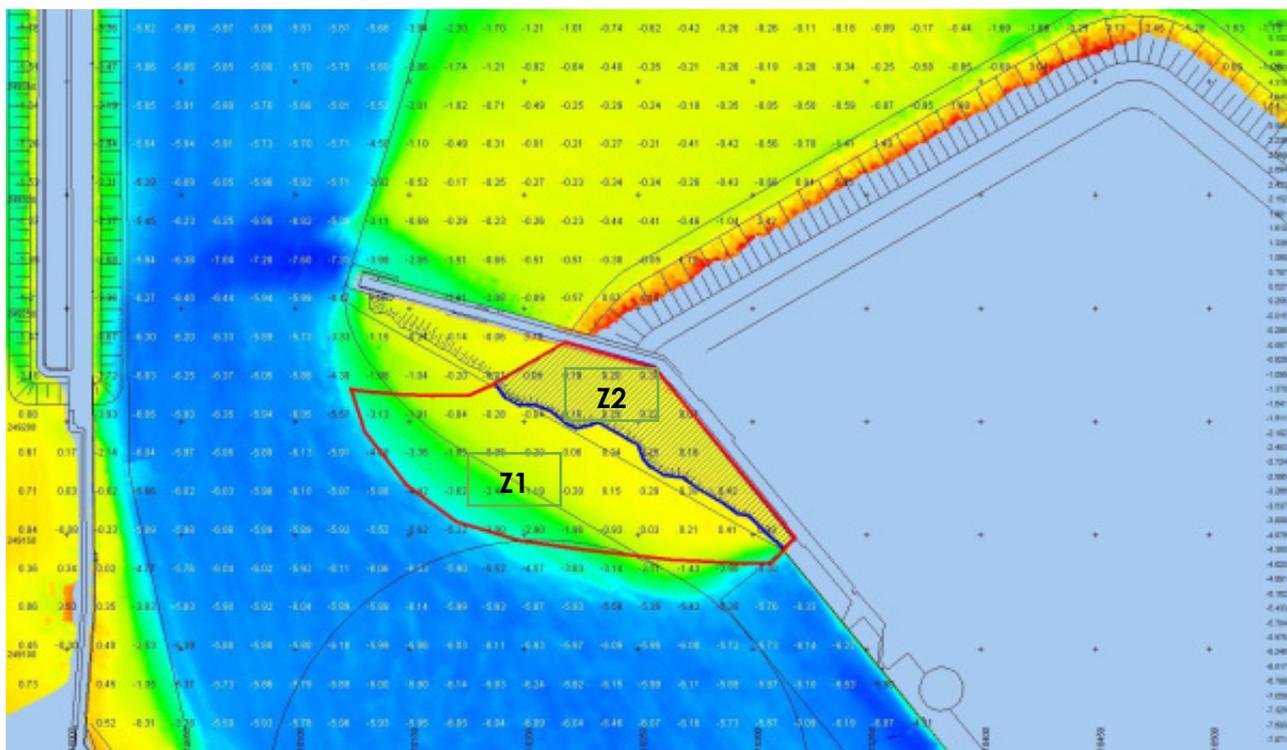
(Source : Syndicat Mixte du Port de Dieppe, 2017)

Les zones à draguer sont indiquées sur la figure ci-dessous.

Actuellement l'ensemble de la zone n'est pas dragué, les sondes en bord à quai sont à la cote naturelle du plateau crayeux (0.00 C.M).

Pour le projet nous devons considérer 2 zones Z1, Z2 délimitées en diagonale par le talus de déroctage de 1993 et 3 volumes distincts à draguer ; V1 un volume de vase à extraire pour donner accès au quai, V2 un volume de craie à draguer pour obtenir la profondeur d'eau suffisante à l'accostage des navires de maintenance et V3 le volume annuel de sédiments à draguer pour maintenir à l'état initial.

Figure 73 : Bathymétrie de la zone de dragage



(Source : Syndicat Mixte du Port de Dieppe, 2017)

	Z1 (Dragage)	Z2 (Déroctage)	Z 1+2 (Dragage Maintenance)
Position	Sud Ouest	Nord Est	
Nature du terrain	Vase	Craie compacte avec lit de silex	
Surface	8 000 m ²	3 400 m ²	11 400 m ²
Cote à atteindre	-6,00 m CM	-3.50 m CM	
Hauteur de terrain	0 à 6 m	3,70 m	
Volume	V1 = 51 200 m ³	V2 = 12 312 m ³	V3 = 8 000 m ³

Les entreprises qui répondront au marché des travaux proposeront une solution de dragage adaptée aux conditions géotechniques du site et à la protection de l'environnement. Actuellement, la technique de dragage utilisée pour les dragages d'entretien de l'avant-port est le dragage hydraulique.

Ces dragues aspirent et refoulent les sédiments sous forme de boues liquides. Elles sont généralement sur des barges équipées de pompes centrifuges et raccordées à des pipelines de refoulement de 15 à 122 cm de diamètre, montés sur flotteurs. Autoporteuses, leur rendement est bien supérieur (7 600 m³/h) et leur immersion plus efficace que les dragues mécaniques, toutefois, les boues liquides contenant généralement 10-20 % de matières solides (en poids), leur évacuation implique parfois des mesures particulières au site de dépôt comme la mise en place de vastes bassins de décantation.

Exception faite des dragues autoporteuses, il est difficile de les opérer dans des eaux agitées. Ces dragues sont utilisées pour l'extraction de sédiments fins (pour éviter le colmatage de la conduite de refoulement).



La drague aspiratrice en marche sera privilégiée. Le choix de la technique définitive pour l'ensemble du dragage dépendra de l'analyse de l'entreprise lauréate de ce lot de travaux.

► Opérations de déroctage

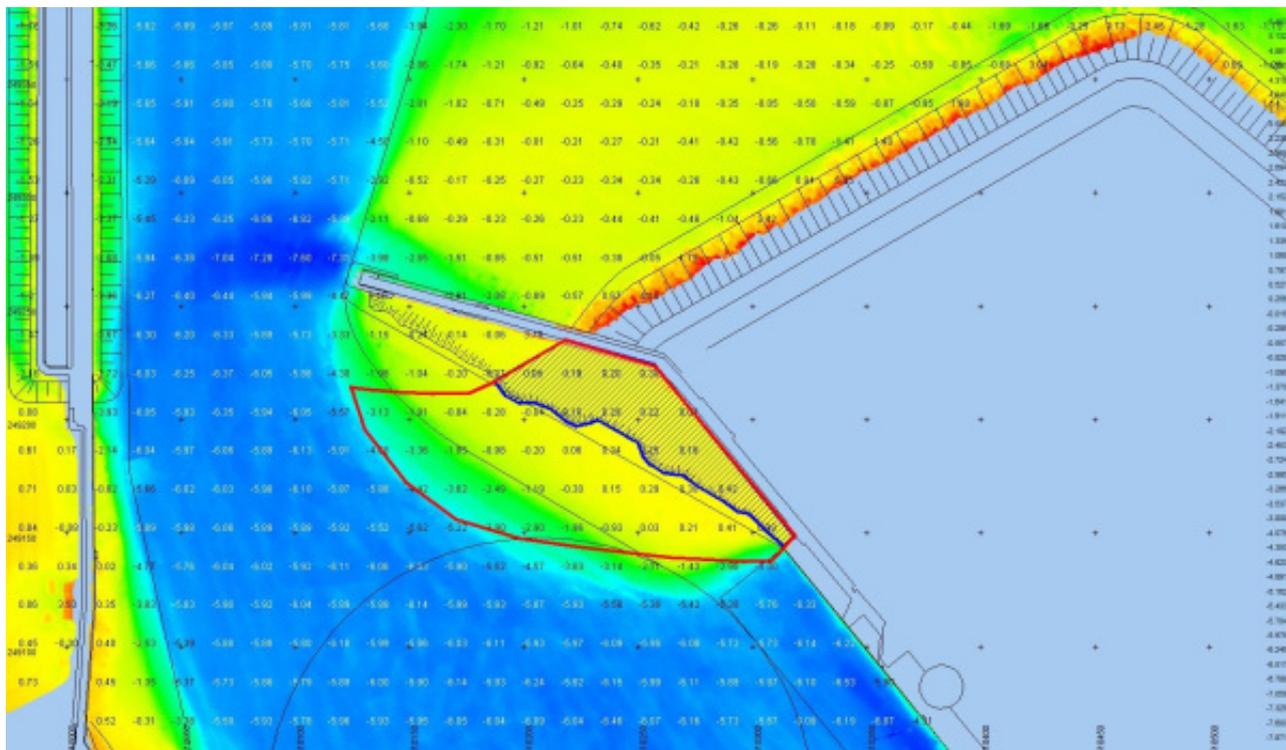
Une fois le confortement du quai achevé des travaux de déroctage seront également nécessaires pour extraire les matériaux les plus durs (cf. Figure 74).

Les matériaux issus du déroctage pourraient être gérés à terre (par exemple via la société des Graves de Mer), ou être évacués en mer sur le site d'immersion approprié à la taille des blocs (à proximité de la Bouée de Daffodils) afin de favoriser les habitats marins. Cette dernière option fera l'objet d'un porter à connaissance caractérisant les effets et impacts environnementaux liés à ces immersions.

Vu les quantités à réaliser (**12 300 m³ de craie²⁹**), l'engin le plus adapté sera une pelle sur pontons de grande puissance équipée d'un godet adapté aux travaux d'excavation pour des matériaux cohésif et abrasifs et un chaland de transport maritime.

Le déroctage des fonds sous-marins par l'utilisation de charges explosives sera interdit en raison des impacts possibles sur la faune sous-marine.

Figure 74 : Localisation de la zone hachurée à dérocter



(Source : Syndicat Mixte du Port de Dieppe, 2017)

¹ Pour faire la comparaison, en 1993 lors de la création du terre-plein de l'avant port de Dieppe c'est 200 000m³ de craie qui ont été dragués dont les blocs > 1m immergés au niveau de la bouée de Daffodils.

► Clapage des sédiments en mer suite au dragage

Le rejet de la vase se fera dans le cadre de l'autorisation de rejet des vases issues des opérations de dragages pour l'entretien des fonds bathymétriques.

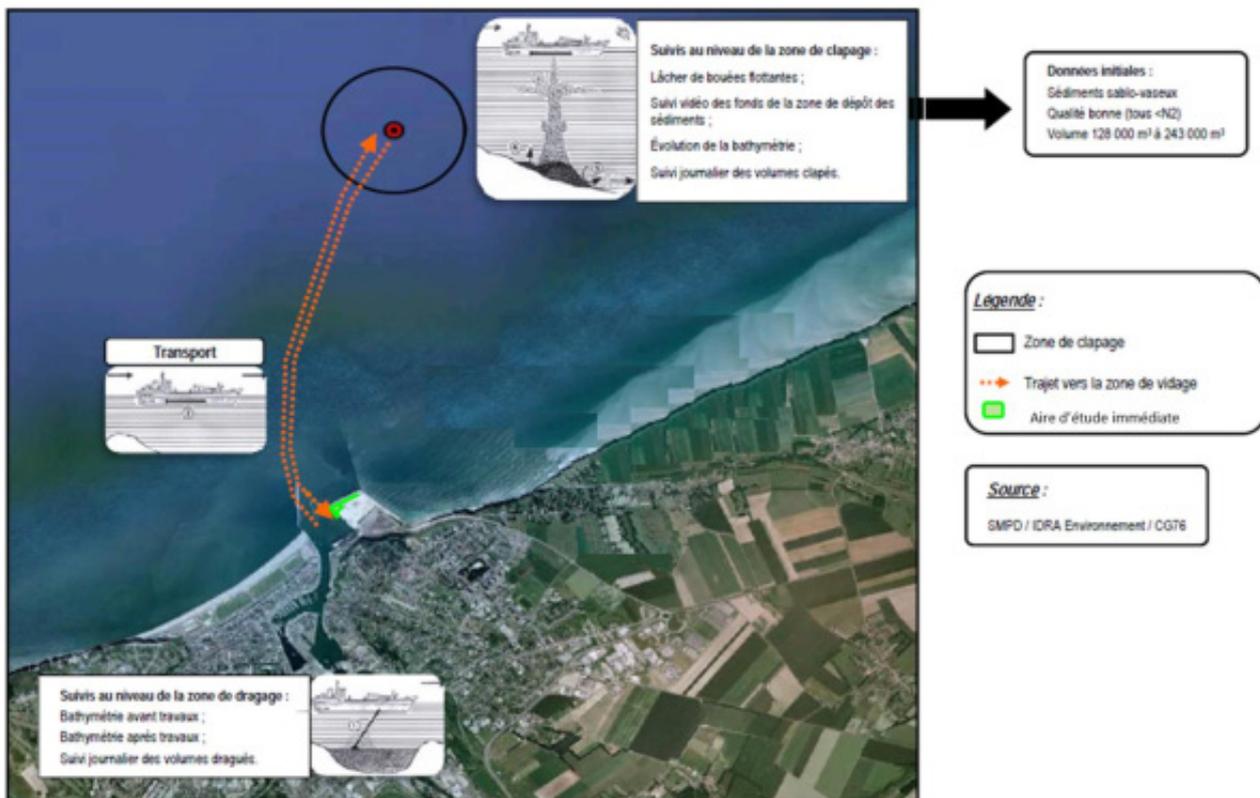
Une zone d'immersion utilisée pour les déblais du dragage d'entretien du port de Dieppe est située à environ 2 milles nautiques de l'entrée du Port. Sa superficie est d'environ 0,785 km², ses coordonnées son données ci-après. Celle-ci fait l'objet d'une autorisation d'immersion.

Coordonnées géographiques de la zone d'immersion utilisées pour les déblais du dragage d'entretien du port de Dieppe

Coordonnées géographiques / projection			
NTF - Lambert 1 (X, Y)	510 700 E	1 252 392 N	Centre d'un cercle de 500 m de rayon centré sur ce point Superficie : 0.785 km ²
RGF 93 - Lambert 93	562 975 E	6 986 747 N	
WGS84 (DMS)	49° 57' 52'' N	1° 05' 30'' E	
ED50 (DMS)	49° 57' 55'' N	1° 05' 35'' E	

Cette zone pourra être utilisée dans le cadre de la gestion des sédiments sains dragués. Cependant, cette technique impliquera une modalité de transport des sédiments par chaland / barge jusqu'au site de clapage.

Figure 75 : Localisation du site de rejet



(Source : IDRA Environnement, 2009)

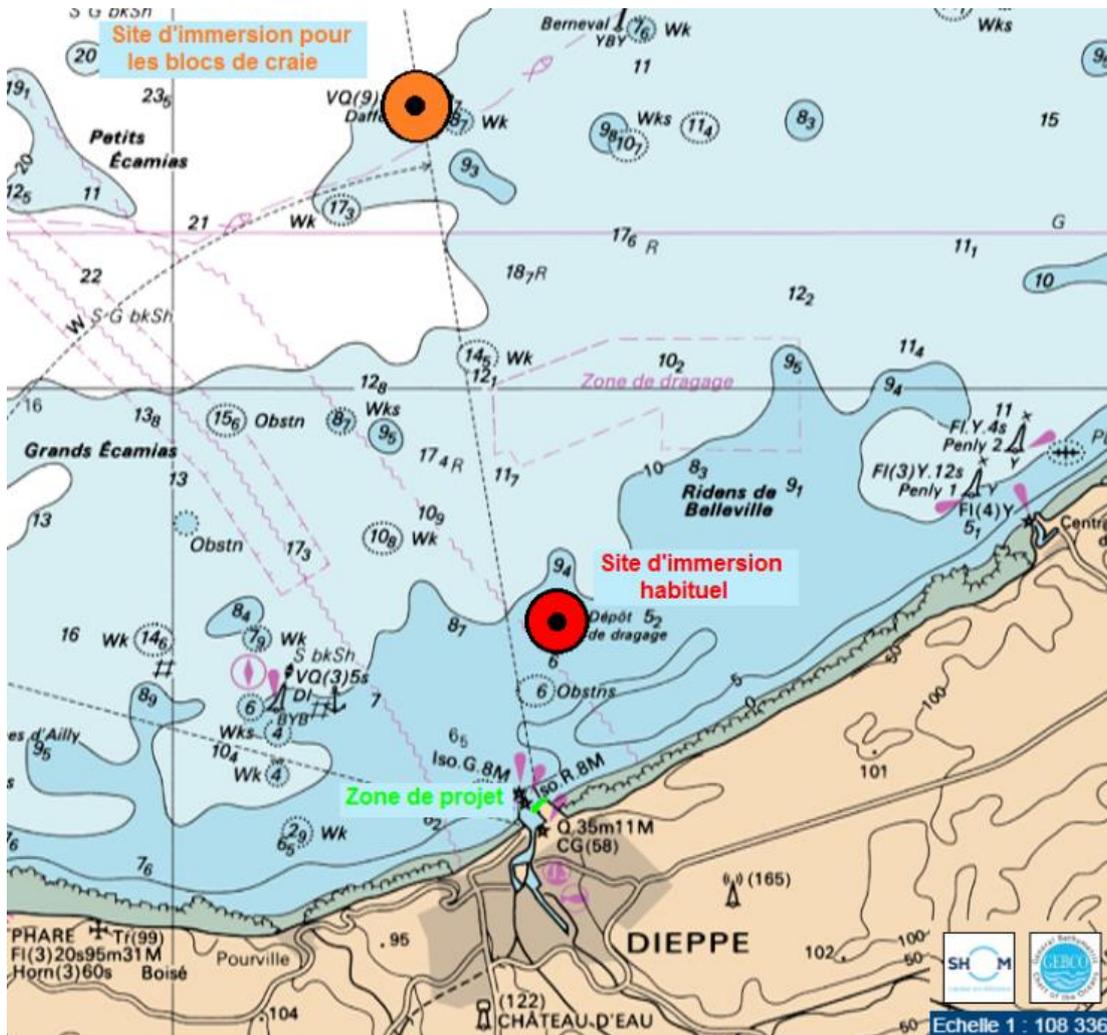
Concernant les blocs de craie qui pourraient ne pas être autorisés à être immergés sur ce site, à ce stade il est envisagé leur gestion à terre et reprise par un Tiers répondant aux marchés de travaux.

Le SMPD réalisera courant 2018 des relevés sonar et des analyses benthiques plus précises sur la zone d'immersions envisagée à 6 milles nautiques sur la bouée de Daffodils, permettant via un porter à connaissance d'évaluer les effets et impacts de cette immersion.

Pour rappel, en 1992 et 1993 lors des travaux sur la zone « graves de mer » les blocs de craie supérieurs à un mètre ont été déposés au niveau du site de Daffodils sans faire l'objet d'une autorisation administrative particulière. Ce site constitue un outil reconnu pour la navigation et est indiqué sur les cartes marines.

NB : L'épave (50°02.4808' N et 01°04.1100' E en WGS84) ainsi qu'un périmètre de 300 m autour de son point central seront exclus de la zone de réimmersion des blocs de craie.

Figure 76 : Localisation du site d'immersion pour les blocs de craie envisagé



► Délais

Les délais dépendront de la logistique de gestion, toutefois il est estimé que :

- 51 200 m³ de vase dragués avec une drague aspiratrice en marche représentent 256 h de travail, et
- Le déroctage de 12 300 m³ de craie avec une cadence de 150 m³/h représente 82 h de travail.

Le délai global pour cette opération est estimé à **trois mois environ**.

5.1.3.1.6 Mise en place de pontons

L'analyse de plusieurs paramètres (diamètre du pieu, épaisseur de l'acier, distance entre pieux et fiche du pieux) ont permis de définir que quatre pieux seront nécessaires à la mise en œuvre de 90 m de pontons lourds.

► Moyens

Les pieux de guidage sont des pieux isolés sur lesquels viennent coulisser verticalement les pontons flottants portuaires soumis aux mouvements de la marée.

La mise en place des pieux de guidage sera réalisée soit par battage, soit par vibrofonçage.

Le vibrofonçage consiste à appliquer une vibration verticale sur le pieu afin de l'enfoncer dans le sol. Pour la technique de battage, l'enfoncement est obtenu par la chute, libre ou activée, d'une masse métallique, le mouton, sur la tête du pieu.

Cette opération sera exécutée selon les moyens proposés par l'entreprise retenue, par voie terrestre ou maritime.

Figure 77 : Etriers sur pieux battus



Les pontons pourront être solidarisés aux pieux battus à l'aide d'étriers en acier ou en inox.

Ces éléments seront vissés au ponton grâce à des demi-coupleurs qui sont glissés dans les réservations des sections de ponton. Une fois les étriers installés et fixés aux pieux, le ponton sera solidement ancré et il pourra s'adapter aux variations de niveau d'eau.

► Délais

Les délais de réalisation pour la mise en place des pieux sont soumis aux aléas météorologiques et sont estimés à **3 mois**. Ils peuvent être détaillés ainsi :

- Fourniture/livraison des pieux : 1,5 mois
- Amené/repli de l'atelier : 1 semaine
- Battage ou vibroforage et recépage : 2 à 3 semaines
- Mise en place des pontons et raccordements : 2 semaines

5.1.3.2 Description des travaux d'aménagement

5.1.3.2.1 Aménagement des nouvelles infrastructures

Les travaux d'aménagement terrestres comprennent l'aménagement d'infrastructures sur les 2 400 m² environ de l'emplacement prévu.

Les aménagements suivants sont envisagés :

- Un stockage extérieur ;
- Une zone de hangar et bureau au-dessus ; et
- Un parking.

L'accès à cette zone se fera depuis la voie existante à partir de la RD 485 qui contourne par l'est le centre urbain.

Les eaux pluviales des nouvelles infrastructures seront traitées via un dispositif de type déboureur – déshuileur avant rejet dans le port.

Une étude de dimensionnement des réseaux et du dispositif de traitement sera réalisée ultérieurement afin notamment de respecter le SDAGE.

5.1.3.2.2 Mise en place de grues fixes portuaires

Il sera mis en place deux grues portuaires fixes. À ce stade, les grues envisagées seront de type télescopique.

Ces grues serviront à sécuriser les conditions de déchargement des navires.

Figure 78 : Exemple de grues télescopiques inactives



Source : EMDT et L'Ancre de Levage

5.1.3.3 Zones de chantier et de stockage des matériaux

5.1.3.3.1 Zones de chantier

Les zones de chantier sont circonscrites :

- ▶ Pour les aménagements d'infrastructures, aux limites du quai Lallite (en orange) qui sont circonscrites, à la zone d'implantation des infrastructures,
- ▶ Pour la partie maritime, à la zone d'emprise du futur ponton ainsi qu'à la zone de dragage / déroctage prévue(en jaune).

Figure 79 : Zones de chantier



(Source : Syndicat Mixte du Port de Dieppe, 2017)

5.1.3.3.2 Zones de stockage des matériaux et des engins de chantier

Les matériaux à stocker provisoirement sont les suivants :

- ▶ Les palplanches du rideau de soutènement,
- ▶ Les pieux destinés à soutenir le ponton,
- ▶ Les éléments préfabriqués qui nécessiteront une aire de préfabrication et le stockage des éléments préfabriqués (poutres, prédalles) avant leur mise en œuvre.

Sont également prévus une aire de stationnement des engins de chantier ainsi qu'un espace réservé à la base-vie (bureaux, salle de réunion, toilettes).

Toutes les zones de stockage et de chantier seront choisies sur les espaces anthropisés à vocation portuaire.

5.1.4 Planning

Le planning prévisionnel des travaux de réalisation de la base de maintenance est présenté ci-après. Les résultats des études préalables permettront de préciser, voire optimiser ce planning.

Figure 80 : Planning des travaux de la base principale

Opération	Année 1												Année 2						
	Mois																		
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	
Travaux préparatoires	x	x	x																
Travaux maritimes			x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x				
Renforcement et réparation des maçonneries de quai			x	x	x	x													
Travaux de génie civil pour le renforcement du quai Lalitte							x	x	x	x	x	x							
Travaux de dragage hydraulique DAM											x								
Travaux de déroctage												x	x						
Mise en place de pontons												x	x	x					
Travaux d'aménagement terrestres																	x	x	x
Finalisation de l'emplacement																	x	x	
Mise en place de grues fixes portuaires																			x

Source : Syndicat Mixte du Port de Dieppe, 2017

5.1.5 Principales caractéristiques de la phase opérationnelle du projet

Le transfert de charges entre le quai et les navires sera effectué à l'aide de potences fixes implantées en bord à quai. Ces opérations de chargement et déchargement des navires auront lieu le matin et le soir pendant une durée d'une heure au maximum.

Les navires de maintenance seront amarrés au droit pontons. Ces derniers faciliteront l'embarquement du personnel en toute sécurité sur les navires.

Les activités liées à la base d'exploitation et de maintenance vont générer un faible trafic estimé à environ :

- ▶ Une soixantaine de véhicules légers par jour ;
- ▶ Des livraisons hebdomadaires ;
- ▶ Trois navires de maintenance par jour ;
- ▶ Un dragage d'entretien annuel.

Les composants principaux du parc éolien en mer (mât, pale, fondation, etc.) ne seront pas usinés ni réparés sur place mais dans les usines des fournisseurs. Ces composants principaux seront transportés par voie maritime et ne transiteront pas par Dieppe. L'activité est prévue uniquement de jour.

5.3 Centres de contrôle

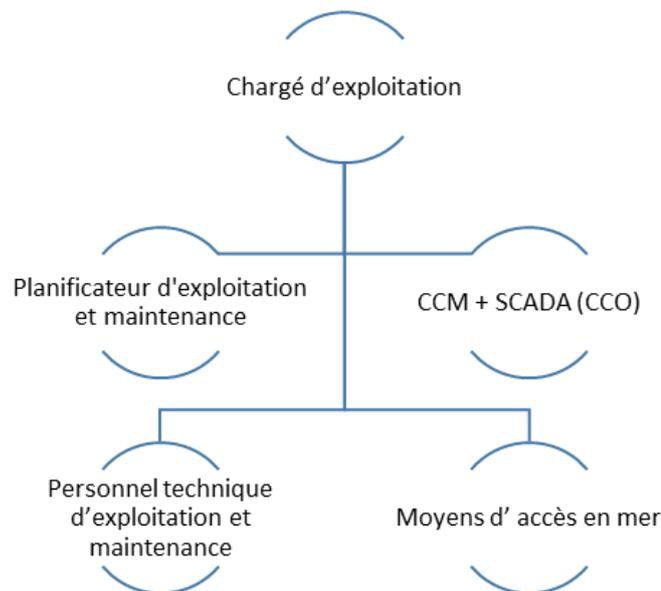
En phase d'exploitation, il y aura différents points de contrôle et de suivi des activités et du fonctionnement des installations pour le parc éolien en mer de Dieppe-Le Tréport:

- ▶ le Centre de Contrôle Opérationnel du parc éolien (CCO) localisé sur la base de maintenance de Dieppe ;
- ▶ le Centre de Contrôle et d'Expertise du parc éolien (CCE) situé au Tréport (Seine-Maritime).

5.3.1.1 Centre de Contrôle Opérationnel du parc éolien (CCO)

Toutes les opérations qui nécessitent l'accès en mer, directement liées aux activités du parc éolien pendant la phase d'exploitation, seront planifiées et exécutées sous la responsabilité directe du chargé d'exploitation du parc éolien en mer de Dieppe-Le Tréport, responsable de toutes les activités.

Figure 81 : Organigramme simplifié



Source : EMDT, 2017

En phase d'exploitation, le CCO situé à Dieppe, sera équipé de systèmes d'information permettant d'assurer les fonctions principales suivantes :

- ▶ Centre de Coordination Maritime (CCM)
- ▶ Centre de suivi technique et d'exploitation du parc éolien (SCADA)

5.3.1.1.1 Centre de Coordination Maritime

Le centre de coordination maritime (CCM), qui ainsi fait partie intégrante du CCO, a pour but de coordonner l'exécution des opérations d'accès aux installations en mer en toute sécurité pour le personnel technique d'exploitation et maintenance du parc éolien. Le CCM a pour but de coordonner et planifier les activités en mer du parc éolien. Il sera ainsi connecté à l'ensemble des moyens de surveillance du parc éolien (radar, AIS, caméras CCTV, capteurs météo, etc...) au sein d'un dispositif appelé VTMS (Vessel Traffic Management System).

Le coordinateur maritime, en charge du CCM, s'assurera donc avant le début de chaque mission:

- Que les conditions météo permettent le bon déroulement des opérations ;
- Que les certificats des navires ou hélicoptères utilisés sont à jour ;
- Que le personnel intervenant a les bonnes formations et autorisations nécessaires pour la sécurité du travail préalable à toute mission en mer

Aidé par le VTMS du CCM, il sera en charge :

- ▶ Pendant la durée de la mission en mer :
 - De la coordination, de la localisation à chaque instant et du suivi du trafic maritime et aérien (hélicoptère) spécifique à l'exploitation du parc ;
 - De la coordination, de la localisation à chaque instant et du suivi du personnel du parc.
- ▶ A tout moment :
 - Du soutien au CROSS dans sa mission de coordination en cas d'accidents ;
 - De la diffusion aux usagers de la mer présents dans la zone, d'information sur les conditions de navigation du fait des activités sur le parc (par l'intermédiaire d'un attaché aux usagers de la mer (voir le chapitre relatif aux mesures de réduction dans le Document 3) ;
 - Du suivi de l'activité des navires « tiers » (usagers de la mer, moyens de recherche et de sauvetage) au sein du périmètre du parc éolien ;
 - De la liaison avec les autorités portuaires et d'autres acteurs locaux.

5.3.1.1.2 Centre de suivi technique d'exploitation du Parc (SCADA)

Le SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) permet de connaître en permanence l'état des installations du parc éolien, de détecter toute anomalie pouvant survenir et d'agir, à distance, sur les différents éléments du parc. Cette fonction est en lien unique avec les activités de suivi technique et de maintenance et d'exploitation du parc, permettant de suivre le comportement des différents composants pendant des interventions sur site (mise hors tension d'équipements électriques par exemple). Il permettra d'agir à distance sur les éoliennes, les mettre en sécurité lors d'intervention sur site (de maintenance ou d'urgence) et d'avoir, à terre et en permanence, l'ensemble des informations sur le fonctionnement et la production des machines. Il pourra également servir en cas d'urgence, par exemple, s'il est nécessaire d'arrêter à distance une partie ou l'ensemble des installations du parc éolien, pour permettre l'accès en toute sécurité aux équipes de sauvetage sur la zone.

5.3.1.2 **Centre de Contrôle et d'Expertise (CCE)**

Le centre de contrôle situé au Tréport aura le même retour d'information sur le fonctionnement du parc que le centre de contrôle opérationnel (CCO). Il pourra par conséquent servir de centre de secours en cas de problème majeur. Cela donne au maître d'ouvrage la certitude de pouvoir garantir la sécurité et l'intégrité des installations à tout moment.

Cependant, les fonctions principales du Centre de Contrôle et d'Expertise du Tréport seront :

- ▶ de collecter, stocker et traiter les données de fonctionnement des installations en mer
- ▶ de suivre les paramètres d'exploitation du parc comme par exemple la disponibilité de chaque éolienne, l'état des éoliennes, du poste électrique en mer, la quantité d'énergie produite, etc... ;
- ▶ de détecter de manière proactive les facteurs qui pourraient influencer la performance des installations et optimiser les opérations de maintenance ;

- ▶ d'investiguer rétrospectivement la cause originelle des défauts en analysant les données enregistrées
- ▶ de vérifier et optimiser la performance du parc ;

Le CCE accueillera également les équipes d'experts en charge de l'optimisation de la performance du parc éolien et de l'élaboration de la stratégie d'exploitation telle que la planification de la production.

Depuis ce centre, sera aussi gérée l'interface avec RTE quant au transfert de l'énergie produite par le parc sur le réseau de transport électrique national et la mise en adéquation de la production du parc avec les besoins de consommation. Dans cette même optique, c'est depuis le Tréport que seront réalisés les pronostics de production et d'analyse financière du marché afin d'optimiser la revente d'énergie auprès de EDF.

La majorité des décisions stratégiques d'exploitation du parc éolien seront prises depuis Le Tréport quant à l'optimisation de la production et des activités de maintenance, contrairement aux centres locaux (CCO) qui auront un rôle direct dans la gestion du parc au quotidien et les interventions sur site.

6 Le raccordement électrique

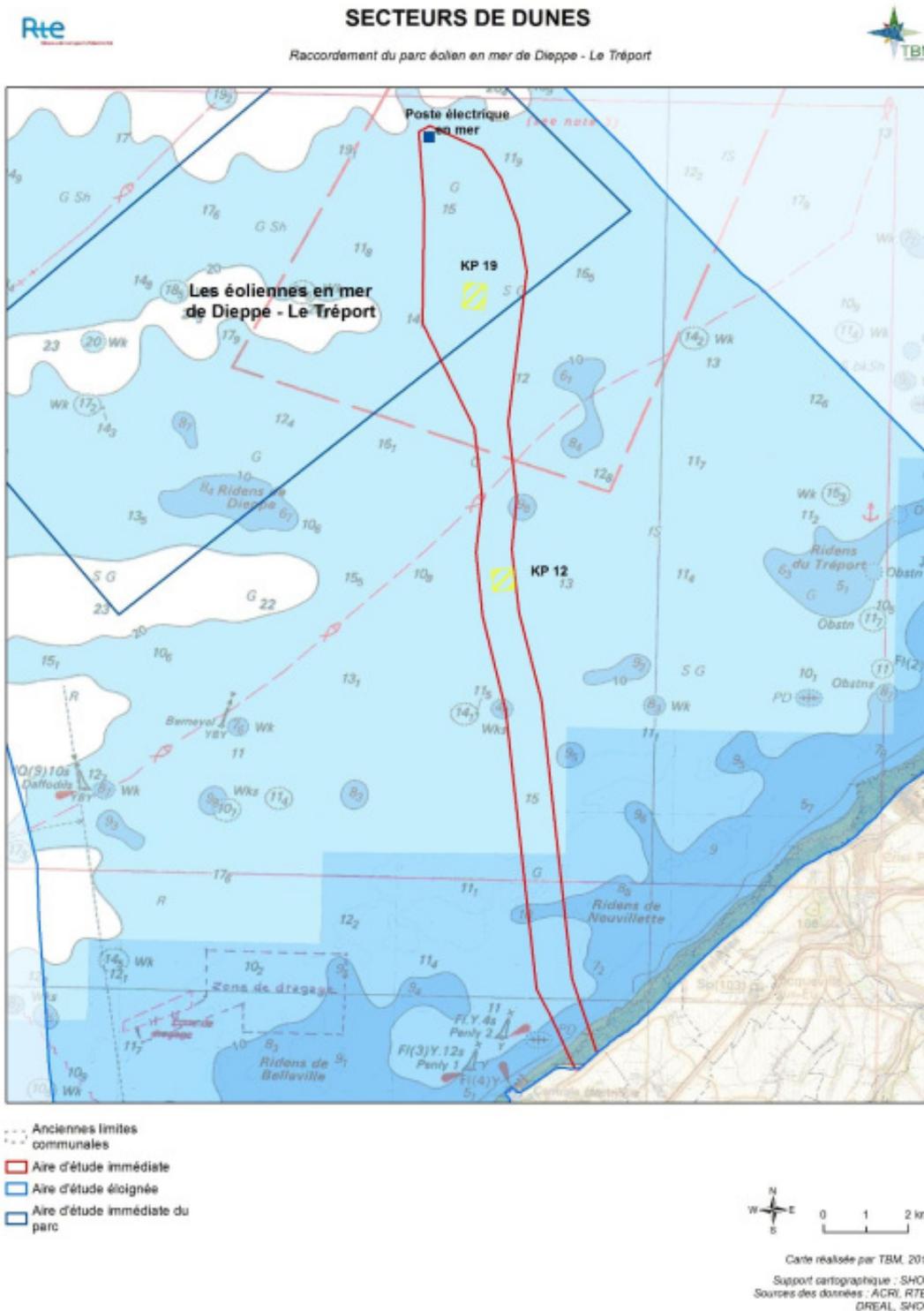


6.1 Le tracé et la pose des câbles en pleine mer

Le tracé maritime définitif s'inscrira au sein d'un corridor, correspondant au fuseau de moindre impact, présentant une largeur d'environ 800 mètres, déterminée pour prendre en compte les enjeux liés aux munitions non explosées de la zone mais aussi pour faciliter l'évitement du réseau dunaire lors de la pose du câble. Le fuseau présente par ailleurs un léger élargissement dans la zone du projet de parc éolien, afin de faciliter, le cas échéant, la cohabitation des ouvrages du parc éolien avec l'ouvrage RTE, et un rétrécissement en arrivant à proximité de la côte (estran).

Ce corridor débute au niveau du futur poste électrique du parc éolien en mer et suit une direction nord-sud sur une distance d'environ 24km jusqu'au littoral de Penly (département de la Seine-Maritime). A 19 km et 12 km de la côte, le tracé traverse deux zones dunaire qui ne pourront probablement pas être complètement évitées. Deux kilomètres avant la côte, il bifurque légèrement vers l'est pour éviter une zone de roches affleurantes, et arrive perpendiculairement à l'estran.

Figure 82 : Tracé maritime



Source : TBM, 2016

Le point d'arrivée du corridor à l'estran est le secteur Nord-Est du polder de la centrale nucléaire, en dehors du périmètre de la Zone Nucléaire à Accès Réglementé (ZNAR) du Centre National de Production d'Electricité de Penly (CNPE de Penly). Les chambres de jonctions dans lesquelles seront réalisées les jonctions entre les câbles sous-marins et les câbles terrestres seront positionnées sur le polder après un passage par la cale à bateau (zone d'atterrissage), entre la falaise et le périmètre de la centrale, toujours hors du périmètre de la ZNAR.

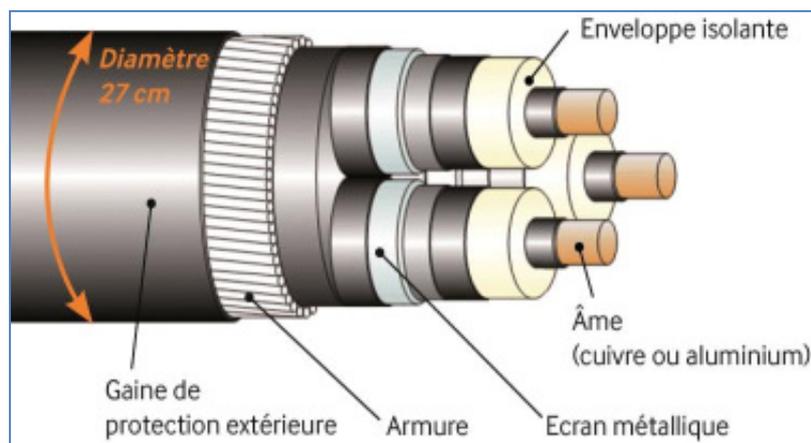
6.1.1 Les caractéristiques de la liaison sous-marine

La liaison sous-marine s'étend sur une longueur de 24 km environ entre le poste électrique en mer localisé au sein de l'aire d'implantation du parc et l'atterrissage situé sur le polder de la centrale nucléaire de Penly.

Cette liaison est composée de deux circuits. Chaque circuit est constitué d'un câble caractérisé par un diamètre de 25 à 27 cm, un poids de 75 à 130 kg par mètre linéaire, et comprend plusieurs composants (figure ci-dessous) :

- ▶ Une gaine de protection ainsi qu'une armure métallique servant à protéger le câble et regroupant les conducteurs en un seul tenant ;
- ▶ Trois conducteurs en aluminium ou en cuivre gainés par un matériau hautement isolant;
- ▶ Un à deux câbles de télécommunication à fibre optique.

Figure 83 : Structure d'un câble sous-marin



Source : RTE, 2015

La distance entre les deux câbles de la liaison sera de 50 m à 100 m à l'exception de l'approche de l'atterrissage et de l'approche du poste électrique en mer. Elle pourra varier en fonction du tracé final selon lequel chaque câble est posé en fonction des contraintes rencontrées (risque de présence d'UXO³⁰, épaves, hétérogénéités géologiques etc.).

6.1.2 Les modes de protection possibles

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

- ▶ L'ensouillage qui consiste à enfouir les câbles dans le fond marin à une profondeur donnée ;

³⁰ UXO: Unexploded Ordnances ou Munitions non explosées

- ▶ La protection externe par des roches, des matelas béton ou des coquilles.

RTE considère de manière préférentielle la protection par ensouillage. Cependant, lorsque la nature du fond marin ne le permet pas, ou bien lorsque l'ensouillage est insatisfaisant, des protections externes doivent être envisagées.

6.1.2.1 L'ensouillage

Il existe une grande variété de machines permettant d'ensouiller les câbles. Certaines sont développées spécifiquement pour un besoin précis mais il est possible de distinguer trois grands types de machines, opérées par un navire de support ou le navire de pose du câble :

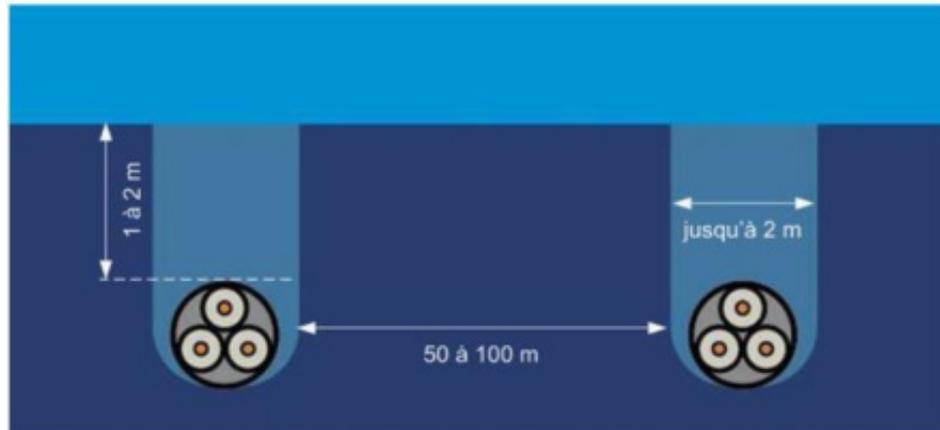
- ▶ Le jetting : adaptée au fonds plutôt meubles, cette technique consiste à souffler des jets d'eau afin de creuser un sillon ou fluidifier les sédiments et permettre au câble de s'enfoncer dans le sol sous son propre poids. Le sillon peut mesurer jusqu'à 2 mètres de large pour 1.50m à 2m de profondeur. En règle générale, cette technique se fait au moyen d'un robot télécommandé depuis un navire support dédié (voire paragraphe moyens maritimes ci-après). Il est par ailleurs possible d'utiliser un type d'engins de jetting particulier dit "Mass Flow Excavator". Cet outil excavant les sédiments par flux d'eau massiques est parfois utilisé pour ensouiller des joints ou nettoyer l'entrée des J-tubes de remontée des câbles sur la plateforme électrique en mer ;
- ▶ La charrue : adaptée pour les sols grossiers ou roches tendres, elle fonctionne de manière similaire à une charrue qui fend la terre. Le charrage utilise l'action tranchante d'un soc tiré depuis un navire dédié. Le sillon créé peut alors atteindre 2 m de large pour 1 à 2 m de profondeur ;
- ▶ La trancheuse mécanique : adaptée à des sols durs (roche ou cailloutis agglomérés), elle 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 outils sont de l'ordre de 4 à 5 m et peuvent atteindre jusqu'à 8 m de large (RTE, 2016)³¹ pour des vitesses d'avancement variables en fonction de la nature du sol (entre 50 et 400 m/h).

Classiquement, une combinaison de plusieurs de ces engins peut être utilisée pour permettre l'ensouillage des câbles en s'adaptant à la variété des fonds pouvant être rencontrés tout du long du tracé. Par ailleurs, certaines machines combinent les différentes technologies et sont donc capables de travailler dans une plus grande gamme de sols (ex : jetting + trancheuse mécanique). Pour ces raisons, RTE a réalisé une analyse des impacts du projet compatible avec l'utilisation de tous ces outils.

³¹ RTE (2016). « Description des modes et outils de pose et protection des câbles » réalisée spécifiquement pour le présent projet

Figure 84 : Ensuillage des câbles sous-marins



Source : RTE, 2015

Certaines machines combinent les différentes technologies et sont capables de travailler dans une plus grande gamme de sols (ex : jetting + trancheuse mécanique).

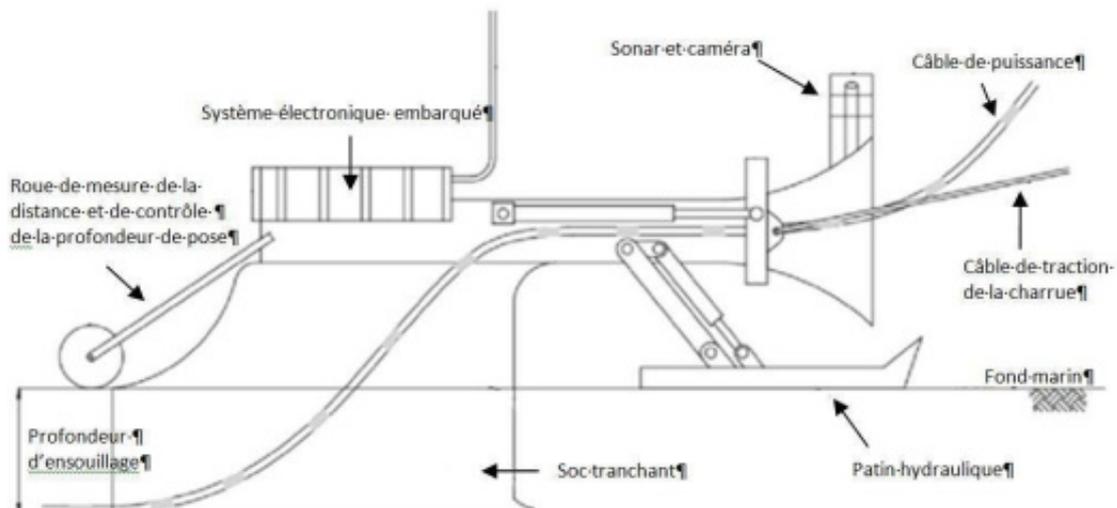
Figure 85 : exemple d'outils d'ensuillage des câbles



Exemple de jetting



Exemple de trancheuse



Exemple de charrue (schéma de principe)



Exemple de charrue -Source : RTE, LD TravOcéan, VBMS, n.c

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 en amont de la pose du câble, ou pour la remblayer si besoin.

Figure 86 : Pelle rétro-caveuse, ici avec navire sablier et remorqueur (à gauche) Pelle mécanique sur barge (à droite)

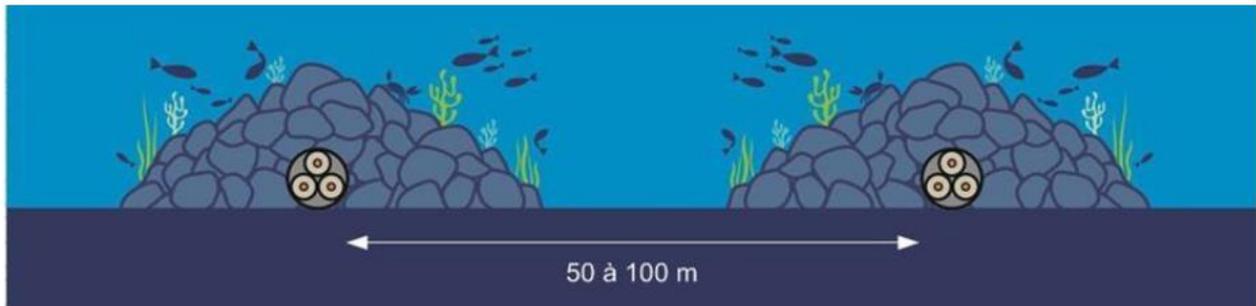


6.1.2.2 Les protections externes

Des protections externes sont envisagées en cas de difficulté pour ensouiller les câbles et comme protections contre l'affouillement qui est l'action de creusement due aux remous et aux tourbillons engendrés dans un courant marin butant sur un obstacle.

- La protection par enrochement : des morceaux de roches sont disposés sur les câbles à partir d'un navire spécialement dédié.

Figure 87 : L'enrochement envisagé pour le projet

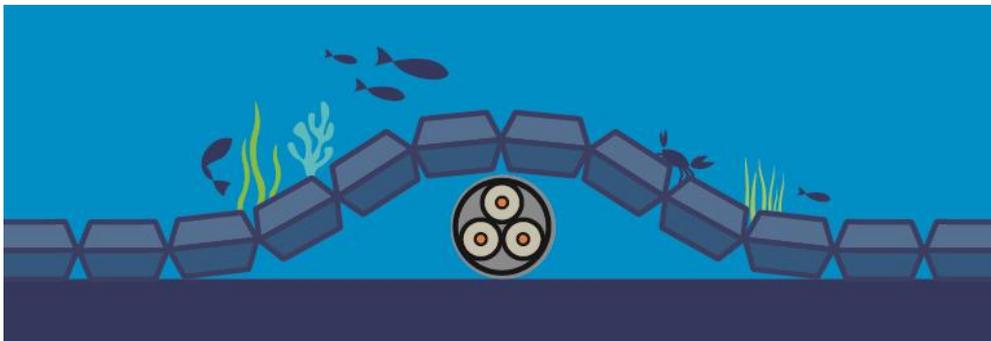


Source : RTE, 2015

- La protection par matelas de béton : de forme rectangulaire et constitués de blocs béton articulés ils forment un dispositif permettant le maintien du câble et sa protection tout en épousant la forme de l'ouvrage. Les matelas peuvent également être remplacés par des sacs de coulis ou de ciment de plus petites dimensions.

Figure 88 : Le matelas béton, autre protection externe possible

Source : RTE, 2016



- La protection par coquilles : le câble est entouré et protégé par des coquilles qui sont installées en même temps que le câble est déroulé sur le fond. Les coquilles peuvent être en fonte ou en polymère. Coquilles en fonte articulées -Source: Travocéan

Figure 89 : fonte articulées -Source: Travocéan



Source : RTE, 2015

6.1.3 Le choix d'une protection adaptée au raccordement de Dieppe - Le Tréport

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 en milieu maritime et les risques associés ;
- l'estimation de la géologie des fonds marins ;
- l'estimation des mouvements sédimentaires.

6.1.3.1 Les usages en milieu maritime et les risques associés

Les câbles sont exposés au risque de croche par une ancre (risque navigation) ou par un engin de pêche (risque pêche). Les usages susceptibles de s'exercer au niveau du tracé ont été étudiés par différentes expertises.

L'étude de la pêche professionnelle réalisée par In Vivo en 2015 a mis en évidence la fréquentation de la zone des câbles par 232 navires dont 78 pour la pêche à la coquille et 117 pour la pêche au chalut avec lesquels un risque de croche du câble est possible, surtout sur la partie du tracé éloignée de la côte. Cette activité est prise en compte dans la détermination de la profondeur cible d'ensouillage.

En dehors de la pêche, il y a peu de navigation au-dessus du tracé des câbles (In VIVO, 2016) car les navires au départ de Dieppe et du Tréport fréquentent peu cette zone.

Plus de détail sur la question des usages dans la zone est donné aux parties 2.4 et 3.4 du fascicule 4 de la présente étude d'impact.

6.1.3.2 Estimation de la géologie des fonds marins

Les investigations géophysiques et géotechniques réalisées par RTE entre 2014 et 2016 ont permis d'estimer le relief des fonds marins, la nature des sédiments, ainsi que les caractéristiques physiques et mécaniques des sols.

Du point kilométrique (PK) 23.5, situé à l'emplacement de la chambre de jonction entre le câble sous-marin et le câble souterrain, jusqu'au PK 23.2 en bas de la cale à bateau, le sol du polder artificiel du CNPE de Penly est constitué de remblais et de béton. Ensuite, un platier rocheux (craie friable) s'étend sur l'estran et sur le secteur côtier jusqu'au PK 22.5. A partir du PK 22.5, les fonds sont sableux avec une épaisseur variable de 1 m à 6 m jusqu'au poste électrique en mer (PK 0). Cette couverture sédimentaire est placée au-dessus d'une couche plus dure qui pourrait être de la craie.

Par ailleurs, de nombreuses zones de ridens de sable avec une hauteur d'environ 50 cm sont présentes sur l'ensemble du tracé. On note en particulier deux zones de dunes de sable avec des hauteurs actuelles de 4m pour le PK 12 et 5 mètres pour le PK 19. Ces dunes présentent localement des pentes supérieures à 10°.

6.1.3.3 Estimation des mouvements sédimentaires

La dynamique hydro-sédimentaire est également étudiée afin d'identifier les zones où des mouvements sédimentaires pourraient exposer les câbles à long terme (ACTIMAR 2016).

Les dunes, en plus de former des pentes importantes, présentent une certaine mobilité avec un déplacement pouvant atteindre quelques mètres par an dans la direction générale Est. (ACTIMAR 2016)

En dehors des dunes, les mouvements sédimentaires significatifs se produisent uniquement lors d'évènements exceptionnels comme les tempêtes. Une sur-profondeur est considérée sur tout le tracé pour limiter le risque d'exposition des câbles.

Le platier rocheux à l'approche de l'atterrissage pourra présenter une érosion de l'ordre de 10 cm sur la durée de vie de l'ouvrage.

6.1.3.4 La protection adaptée au raccordement de Dieppe - Le Tréport

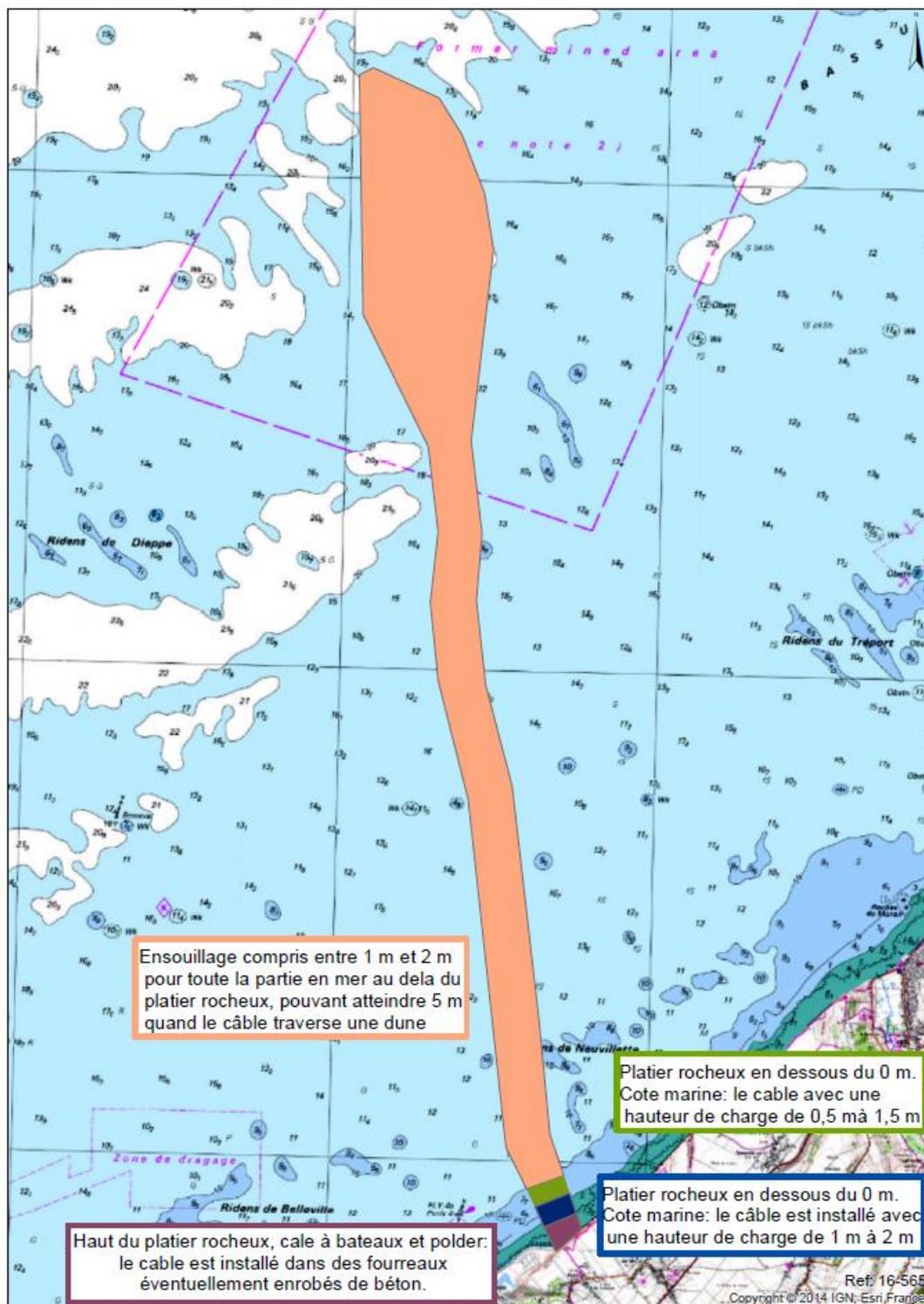
L'ensouillage des câbles et le placement dans une tranchée sont les méthodes de protection les plus adaptées.

Le contournement des dunes sera privilégié. Dans le cas où une dune doit être traversée, le câble devrait être enfoui dans la couche « stable » du sédiment (creux de la dune, ou en travers de la dune après dragage afin de minimiser le risque que les câbles ne soient exposés).

RTE définira une profondeur d'ensouillage cible à l'entreprise en charge des travaux. Pour une profondeur d'ensouillage donnée, un sol dur procure une meilleure protection qu'un sol plus meuble.

La carte ci-dessous présente les modes de protection actuellement envisagés par Rte ainsi que les profondeurs cibles dans le cadre du projet de raccordement du parc éolien en mer de Dieppe Le Tréport.

Figure 90 : Modes de protection envisagés pour la liaison sous-marine



Source : TBM, 2015

La solution de protection définitive sera ajustée jusqu'aux travaux en fonction des techniques disponibles, de l'entreprise en charge des travaux de pose et de protection, des conditions réellement rencontrées lors des travaux et dans le respect des autorisations administratives qui auront été accordées à Rte pour ces travaux.

A l'exclusion du premier kilomètre, des protections externes peuvent être installées ponctuellement si les travaux d'ensouillage entrepris auparavant ne permettent pas d'atteindre une profondeur acceptable. Pour des questions à la fois d'efficacité de protection des câbles et de pérennité des usages dans la zone, Rte privilégie toutefois le recours à l'ensouillage des câbles, comme le montre la carte ci-dessus.

6.1.4 Les travaux de pose en mer de la liaison sous-marine

La pose des câbles en mer et à l'atterrage se déroule en deux grandes phases :

- ▶ Les travaux préparatoires : ils sont réalisés dans les semaines précédant la pose du câble sur une période de 1 à 2 mois, préférentiellement sur la période estivale durant laquelle les états de mer sont plus modérés. Il est possible que des travaux préparatoires soient aussi nécessaires avant l'installation du second câble.
- ▶ L'installation et la protection des câbles : elle peut impliquer différentes techniques en fonction des caractéristiques rencontrées le long du tracé. Elle a lieu en une ou deux campagnes (une par câble) de 2 à 3 mois chacune. De la même façon, ces campagnes ont lieu préférentiellement sur la période estivale.

6.1.4.1 Première phase : travaux préparatoire

En amont des travaux de pose et de protection des câbles, des opérations de reconnaissance géophysiques et des relevés UXO³² sont organisés sur la route des câbles. 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.

Des opérations de préparation du sol pour chaque câble peuvent ensuite être effectuées avant leur installation. Elles poursuivent deux buts. Le premier est d'enlever des roches ou obstacles par des systèmes de grappins.

Figure 91 : Navire pour relevés géophysiques et UXO -



Source : Osiris projects et Ecosse subsea systems, n.c

³² UXO : Unexploded Ordnances ou Munitions non explosées

Figure 92 : Grappin pour enlever les débris



Source : Osiris projects et Ecosse subsea systems, n.c

Un second type d'opération de préparation visera également à aplanir les fonds dans les zones de dunes. En effet, aux environs des points kilométriques 12 et 19 (PK12 et PK19) en partant de la terre, le tracé du câble passe dans deux zones de dunes sous-marines mobiles et dont la hauteur atteint par endroit plusieurs mètres.

A ces endroits, Rte s'efforcera d'éviter ces deux dunes. Toutefois, s'il n'est pas possible de contourner les dunes, il sera nécessaire de draguer des sédiments dunaires avant creusement de la tranchée dans le fond marin. Cette opération devrait alors avoir lieu juste avant la pose des câbles sous-marins pour éviter le rebouchage de la tranchée par les sédiments. La durée de ces opérations est estimée aujourd'hui à une dizaine de jours environ. Les volumes de sédiments concernés par cette opération sont aujourd'hui estimés à environ :

- ▶ 30 000 m³ au PK12 sur un linéaire estimé à environ 500m,
- ▶ 125 000 m³ au PK19 sur un linéaire estimé à environ 600 m.

Pour la réalisation de ces opérations, Rte a envisagé deux solutions :

- La dragage par drague aspiratrice en marche. Dans ce cas, le dragage des sédiments est fait par pompage depuis un navire de type "Trailing Suction Hopper Dredger". Le mélange eau de mer-sédiments aspiré est rejeté à l'avancée de l'opération.
- Le dragage des sédiments par une drague "classique" puis le clapage des sédiments extraits dans une zone d'immersion dédiée.

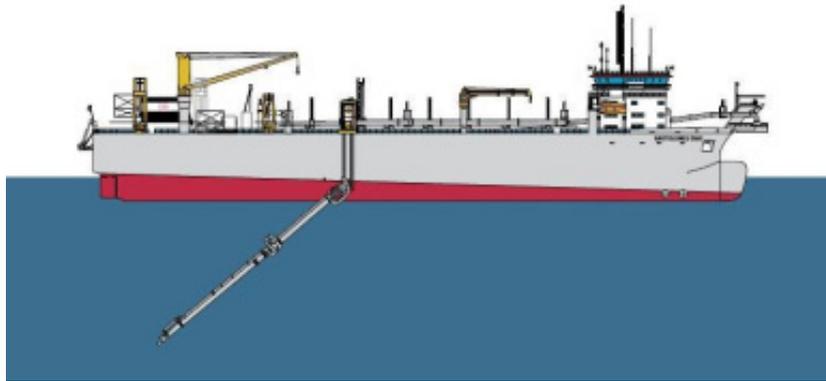
Cette seconde option a été écartée car elle induisait une augmentation importante de l'emprise du chantier, augmentant ainsi les impacts du projet sur le benthos et sur les autres usagers de la mer. En effet, l'immersion d'une quantité importante de sédiments dans une zone vierge aurait augmenté les impacts du projet sur le benthos. De ce fait, cette technique a également un impact potentiel pour la pratique de la pêche aux arts traînants dans et aux abords de la zone d'immersion. Pour ces deux raisons, l'option technique d'un dragage / immersion n'a pas été retenue.

En cas de dragage des dunes, Rte retient donc l'option d'un dragage à la drague aspiratrice en marche avec rejet à l'avancée des sédiments. Une partie du volume de sédiments aspiré pourra toutefois être extraite sur des barges pour être ensuite utilisée soit pour des opérations de rechargement du littoral ³³ existant à proximité du projet, soit pour une revalorisation des sédiments extraits (selon la Circulaire du 4 juillet 2008 Relative à la procédure concernant la

³³ A l'heure actuelle dans la zone du projet RTE a identifié un programme d'action de prévention des inondations, mené par le syndicat mixte Baie de somme grand littoral picard.

gestion des sédiments lors des travaux ou d'opérations impliquant des dragages ou curages maritimes et fluviaux). Pour ce faire, Rte, accompagné de son prestataire chargé des travaux (une fois celui-ci désigné) se rapprochera des acteurs locaux, des extracteurs de granulats et de services de l'Etat pour envisager les possibilités concrètes existant au moment des travaux. Ces deux possibilités resteront subordonnées au respect des autorisations obtenues par Rte dans le cadre du présent projet.

Figure 93 : Trailing suction hopper dredger (dragage par succion)



Source : Jan De Nul, 2007

Enfin, six mois avant le début des opérations, Rte établira un plan de dragage conformément à la réglementation en vigueur, qui viendra éventuellement préciser les conditions de modulation des travaux en fonction, par exemple, des conditions météorologiques, hydrodynamiques ou encore des usages sur la zone.

6.1.4.2 Deuxième phase: installation des câbles et protection

Suite aux travaux préparatoires, l'installation et la protection des deux câbles en mer peuvent se dérouler en une ou deux périodes distinctes selon que la pose des 2 câbles est faite en une ou en deux campagnes.

Dans le cas où la plateforme en mer est déjà installée, le navire câblé s'en approchera pour terminer la pose, le câble sera tiré et remonté sur la plateforme électrique en mer à l'intérieur d'un J-tube, puis il sera connecté au poste électrique.

Figure 94 : Exemple de J-Tube



Source: RTE, 2014

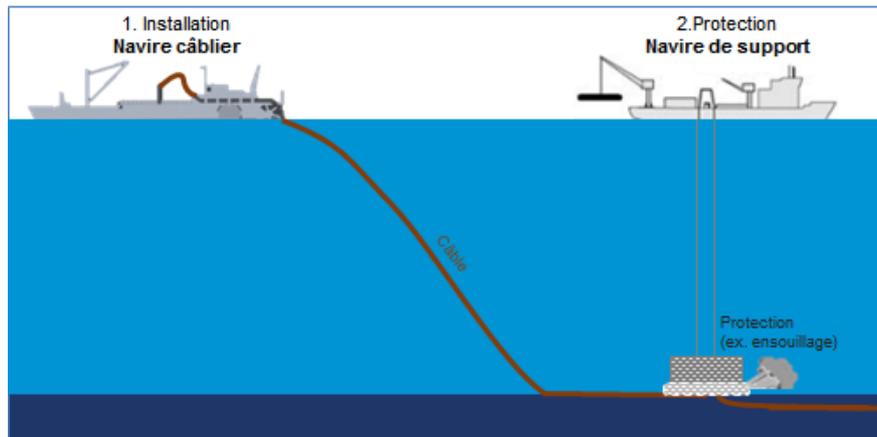
Dans le cas où la plateforme en mer n'est pas encore disponible pour les travaux d'installation du câble, le navire déposera l'extrémité du câble sur le fond à proximité de la future plateforme. Le câble y sera stocké jusqu'à l'arrivée de la plateforme. A ce moment-là, un navire câblé est mobilisé à nouveau sur place pour remonter le câble à la surface puis réaliser le tirage sur la plateforme.

Le câble sera transporté par le navire câblé. Plusieurs navires pourraient assister le navire câblé pendant les travaux de pose du câble (cf § 2.2.5 sur les moyens maritimes). Les longueurs de câble d'un seul tenant étant limitées du fait des capacités de fabrication et de transport, des jonctions fabriquées en usine ou in situ sont par ailleurs nécessaires sur le câble sous-marin.

A l'approche du secteur côtier, le câble devrait être déroulé depuis le navire câblé, flotté puis tiré dans les fourreaux préinstallés jusqu'à la chambre de jonction d'atterrage.

Dans les eaux peu profondes, le navire câblé devrait être manœuvré au moyen d'ancres, ou être remplacé par une barge. Plusieurs cas de figures sont ensuite envisagés pour la protection : soit chaque câble sera installé avant d'être protégé dans un second temps, soit les deux opérations de pose et protection se dérouleront en simultané.

Figure 95 : Illustration de l'installation et de la protection des câbles



Source : BRLi, 2016

A l'issue des travaux de pose et protection, un levé géophysique sera réalisé sur l'ensemble du tracé pour contrôler la bonne installation du câble sous-marin. Les modalités précises de contrôle et suivi de l'état de pose du câble sont présentées au § 2.4.1 ainsi qu'au chapitre "Mesures de suivi" du document 4.

6.1.5 Les moyens maritimes

Le nombre et le type de navires sera laissé à la main de l'entreprise en charge des travaux de pose et de protection. Il dépendra notamment de la disponibilité des moyens maritimes à la date de contractualisation et de la technique mise en œuvre. Trois catégories de moyens maritimes pourront être utilisées pour la pose et la protection des deux câbles :

- ▶ Les moyens maritimes de pose des câbles ;
- ▶ 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. Cependant, il peut être anticipé que ce seront les grands ports de la zone pour les plus gros navires.

6.1.5.1 Moyens de pose

Comme cela est évoqué précédemment, les câbles sous-marins seront posés 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.

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

Figure 96 : Illustration d'un navire d'installation des câbles



Source : Global Marine system in RTE, 2014

Figure 97 : Barge aménagée pour l'installation de câble en secteur côtier

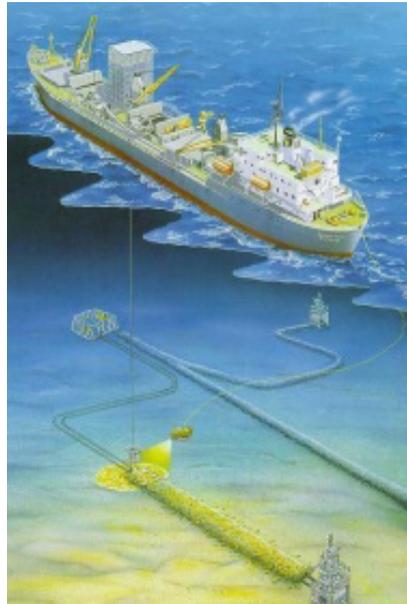


Source: Stemat Marine Services

6.1.5.2 Moyens de support

Le rôle du moyen maritime de support est d'opérer les engins d'ensouillage ou d'enrochement si ceux-ci ne sont pas directement mis en œuvre depuis le moyen maritime posant les câbles. Pour l'ensouillage, ce sont des moyens maritimes plus légers mais équipés avec des grues et des outils de mise à l'eau.

Figure 98 : Moyen maritime pour le placement des roches sur un câble



Source : VSMC in RTE, 2016

Pour l'enrochement, deux techniques sont disponibles. La première, plus probable, est un navire spécialisé qui transporte des roches et qui les dépose sur le fond de manière contrôlée à l'aide d'un tuyau d'amené. La seconde est utilisée au niveau des zones demandant moins de minutie et consiste à déverser directement les roches depuis un navire de transbordement.

Figure 99 : Exemple de navire de support



Source : Ocean Installer

6.1.5.3 Moyens annexes

Plusieurs autres moyens maritimes seront nécessaires à la logistique du chantier en mer. Ainsi on retrouve :

- Les navires de garde (environ 15-20 m) : durant le chantier, ils seront chargés de patrouiller autour et là où le câble n'est pas protégé pour éviter un accrochage avec un tiers. Il faut compter environ 1 navire de garde par navire effectuant une opération sur la zone. Le placement, le nombre et le rôle des navires de garde seront définis en accord avec la Préfecture Maritime ;

- ▶ Les navires de transfert : dans le cas d'un changement d'équipage ou d'une opération particulière des navires de transferts seront utilisés. Ces navires sont destinés à faire des aller-retours entre les ports et le chantier en mer ;
- ▶ Les navires opérant des plongeurs (environ 30 m) : des plongeurs seront ponctuellement nécessaires à l'interface plateforme et très probablement à l'atterrissage. Dans ce cas, le navire utilisé sera un navire dédié ;
- ▶ Les moyens maritimes déplaçant des ancres (environ 20 m) : en cas de papillonnage, plusieurs navires seront là pour déplacer les ancres. Ce sont en général des navires de type remorqueur ou multicat.

Figure 100 : Navire opérant des plongeurs (source : Mobimar) et navire de transfert



Source : Boskalis

Figure 101 : Barge de travail Multica -Source : LD TravOcéan) et remorqueur



Source : Damen

6.1.6 Sécurité en mer durant les opérations

Durant la totalité des travaux, la zone sera sécurisée conformément aux instructions de la préfecture maritime (PREMAR). La signalisation du chantier sera assurée par les navires chien de garde du chantier. Outre les moyens propres dont disposeront les navires du chantier pour la communication avec les autres usagers du plan d'eau, l'information sera également diffusée via les autorités maritimes. Les mesures de surveillance précises seront intégralement à la charge du maître d'ouvrage mais elles seront définies avant le démarrage du chantier en lien avec la PREMAR et les tierces parties.

Si les conditions météo se dégradent, les travaux seront arrêtés jusqu'à ce que la météo permette à nouveau leur déroulement dans les conditions optimales de sécurité.

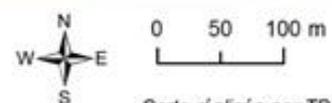
6.2 Arrivée à terre des câbles sous-marins: travaux à l'estran et atterrage

L'atterrage correspond à la transition entre le secteur maritime et le secteur terrestre au niveau du polder de la centrale nucléaire de Penly. Deux types d'interventions auront lieu à l'atterrage : des travaux de génie-civil et des travaux de tirage et d'installation des câbles sous-marins. Pour plus de facilité de compréhension du texte, la carte ci-dessous présente les différents secteurs du chantier à terre. Le présent paragraphe décrit les travaux de la zone « Estran » (en jaune sur la carte) et « Atterrage » (en orange sur la même carte).

Figure 102 : Zones de l'estran et de l'atterrage du projet



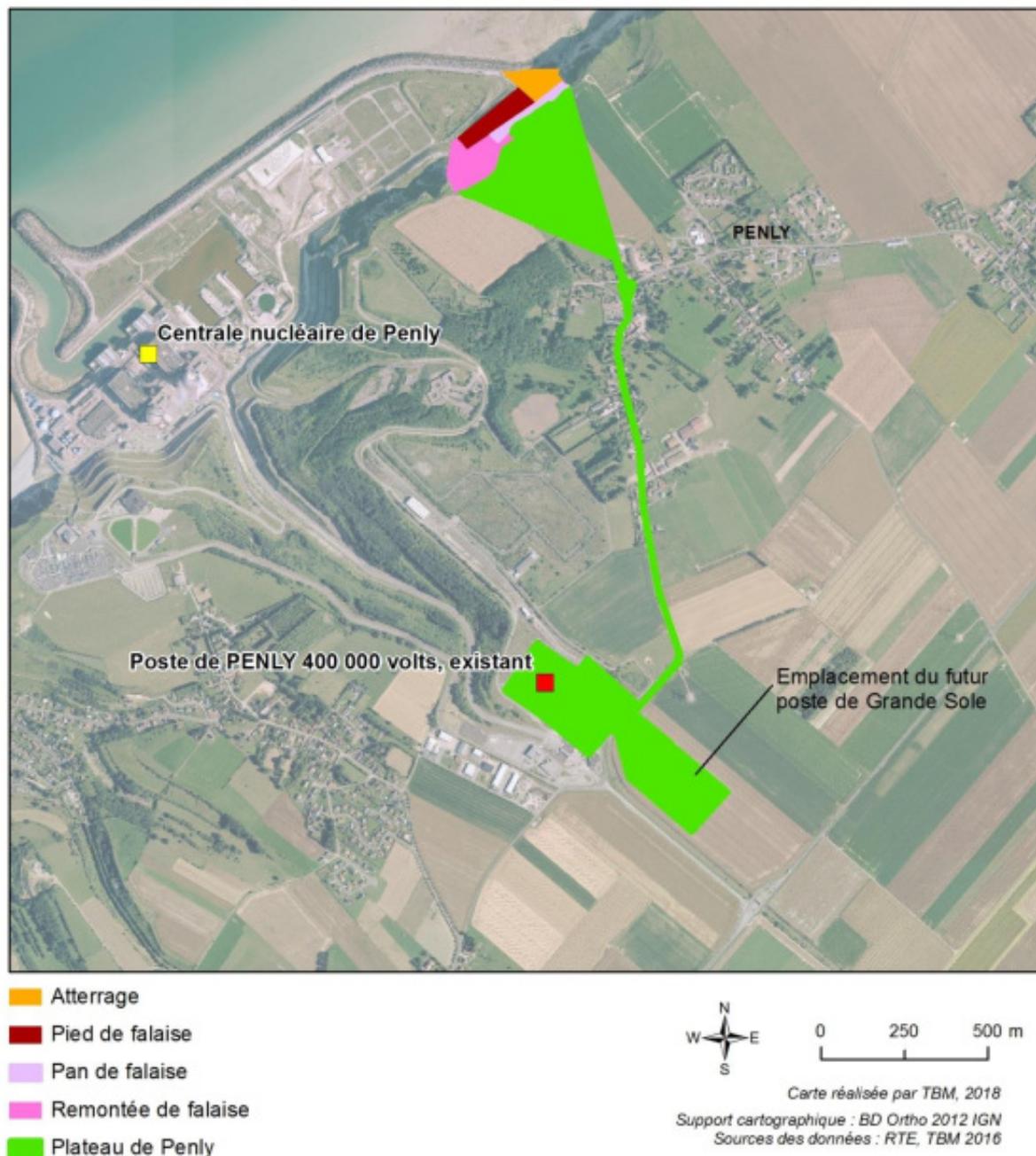
- Large
- Estran
- Atterrage



Carte réalisée par TBM, 2016
Support cartographique : BD Ortho 2012 IGN
Sources des données : RTE, TBM 2016

Source : TBM, 2016

Figure 103 : Secteurs de description



Source : TBM, 2018

6.2.1 L'arrivée de la liaison sous-marine à l'estran

Le fuseau traverse l'estran sur une longueur d'environ 600 m. Il s'agit d'une zone à dominante rocheuse de nature crayeuse. On y relève notamment une bande d'une centaine de mètres composée de substrat rocheux recouvert de milieux sableux. L'estran s'arrête avec la falaise de craie littorale. Au pied de cette falaise, l'estran est composé d'une bande de galets et cailloutis à laquelle succède rapidement une zone rocheuse.

Figure 104 : Galet et cailloutis (à gauche), substrat rocheux (à droite)



Source : TBM, 2016

Figure 105 : Estran à marée haute



Source : TBM, 2016

6.2.1.1 Opérations de génie civil à l'estran

Deux tranchées (une par câble) seront creusées dans le substrat géologique de l'estran. Elles serviront à accueillir les deux câbles :

- ▶ Sur le platier rocheux, chaque câble sera installé directement dans sa tranchée avant que celle-ci ne soit remblayée;
- ▶ Au plus proche du rivage, sur les derniers mètres de l'estran, des fourreaux enrobés de béton seront installés dans ces tranchées. Ces fourreaux accueilleront les câbles pour les amener, via la cale à bateaux, jusqu'à la chambre de jonction située sur le polder (cf. infra).

Sur l'estran l'emprise des travaux anticipée est de l'ordre de 30 m de large pour chaque câble.

Sur le niveau inférieur de l'estran (allant de la -4 m à 0 côte marine), les engins susceptibles d'intervenir sont les suivants :

- ▶ pelles mécaniques rétro-caveuse ;
- ▶ pelles mécaniques sur barge.

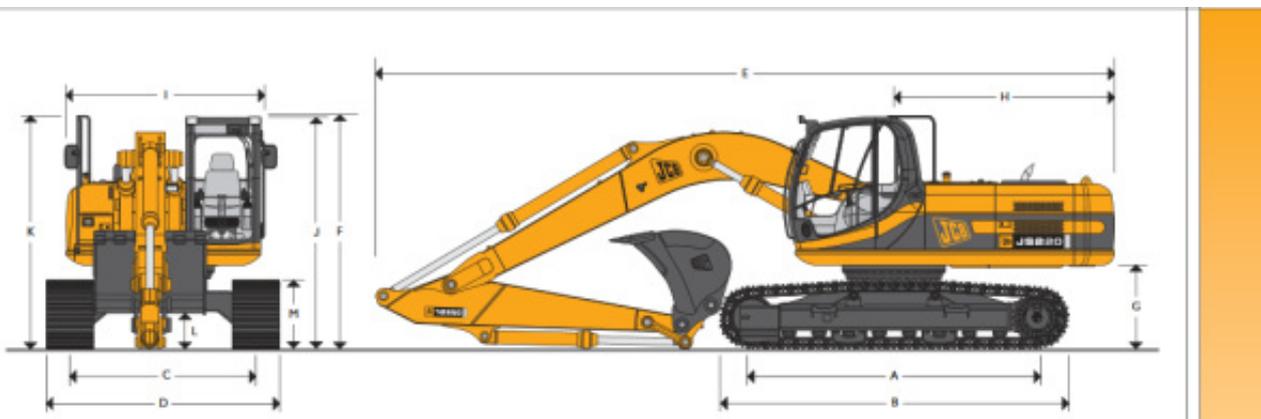
Figure 106 : Pelle rétro-caveuse (à gauche) et Pelle mécanique sur barge (à droite)



Au niveau supérieur de l'estran, les engins susceptibles d'intervenir sont les suivants :

- ▶ pelles mécaniques sur le platier pour les terrassements et pour le stockage provisoire ;
- ▶ pelles mécaniques surélevée pour les travaux dans la zone intertidale ;
- ▶ 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 et blocs béton ;
- ▶ camions pour l'approvisionnement du chantier (fourreaux...) et l'évacuation des déblais excédentaires.

Figure 107 : Pelle sur chenille



Source: JCB

Figure 108 : Tombereau



Source: Bell Equipment

Pour les remblais permanents des tranchées, une possibilité serait d'utiliser un mélange sol-liant (composé essentiellement de craie, ciment et chaux).

6.2.1.2 Tirage des câbles

Le tirage du câble interviendra après la fin des travaux de génie-civil, lorsque le navire câblé sera arrivé sur place. Les étapes de cette phase de tirage du navire vers l'atterrage seront les suivantes :

- ▶ Le câble sera descendu du navire câblé lors d'une marée haute et sera muni de flotteurs ;
- ▶ Le câble sera flotté, tiré vers la côte et éventuellement posé sur des rouleaux ou des galets pour limiter les frottements. Une barge autoportante pourra être positionnée à mi-chemin et équipée de tensionneurs pour contrôler la tension dans le câble. Le tirage sera assuré par un treuil placé sur la côte et/ou une pelle mécanique ;
- ▶ Le câble sera ensuite tiré dans le fourreau d'amené à la chambre de jonction d'atterrage puis sécurisé ;
- ▶ Sur le platier rocheux en dehors des fourreaux, le câble sera installé au fond des tranchées creusées en amont. Ensuite, cette tranchée sera rebouchée (réemploi de matériaux, couvertures en béton, gabions, etc.) ;
- ▶ Pendant ce temps, le navire câblé s'éloignera de la côte et installera le câble en pleine mer.

Figure 109 : Mise en place de flotteurs autour du câble durant la phase de tirage vers la cote



Source: Crown Estate

Figure 110 : Câble tiré par les pelleteuses du navire câblé vers la chambre d'atterrage

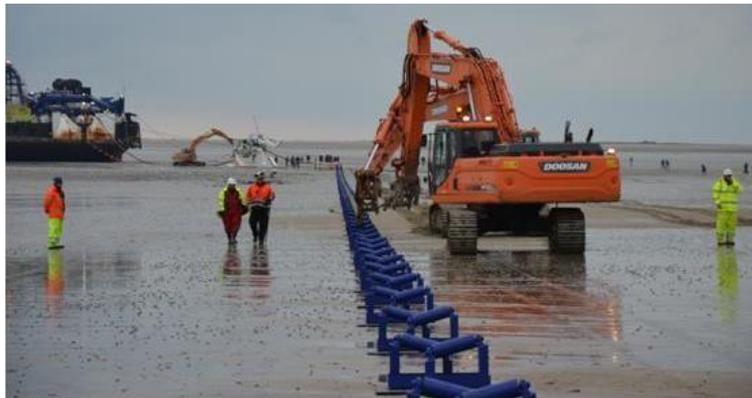


Figure 111 : Tirage au niveau de la chambre d'atterrage



Figure 112 : Exemple de couverture en béton ou en géotextile



L'ensemble de ces opérations à l'atterrage durera environ 2 mois pour chaque câble. Elles se déroulent de manière préférentielle sur une période durant laquelle les conditions météoro-océaniques sont généralement favorables aux travaux en pleine mer.

6.2.2 L'atterrage des câbles sous-marins

La zone d'atterrage ici définie est constituée :

- ▶ de la cale à bateaux située au nord du polder du CNPE de Penly et débouchant sur l'estran ;
- ▶ du merlon situé en pied de falaise sur le polder et sur lequel seront installées les chambres de jonction d'atterrage.

Figure 113 : Vues sur la cale à bateau et le merlon



Source: TBM, 2016

Figure 114 : Cale à bateau et merlon



Source : TBM, 2016

6.2.2.1 Cale à bateaux

La cale à bateau est bordée par le polder de la centrale du côté mer et par des merlons en pied de falaises côté terre. Une clôture sépare les deux milieux.

Figure 115 : La cale à bateau de la zone d'atterrage



Source : TBM, 2016

A cet endroit, les deux câbles seront chacun tirés dans des fourreaux enrobés de béton installés dans une tranchée creusée dans la cale à bateau.

Afin de travailler en toute sécurité, plusieurs dispositifs seront mis en place afin de protéger la zone de chantier de tout éboulement de roche qui pourrait provenir de la falaise. Parmi les dispositifs pouvant être envisagés pour ce faire, citons :

- l'installation de nappes d'interceptions et des barrières pare-pierres afin de bloquer la chute de roche.

6.2.2.2 Chambres de jonction d'atterrage

Le tracé des câbles bifurquera depuis la cale à bateau pour remonter les merlons bordant la cale. En haut des merlons seront installées les chambres de jonction d'atterrage.

Ces chambres permettent le raccordement entre les câbles sous-marins et les câbles souterrains. Il s'agit de deux coffres maçonnés appelés « chambres de jonction d'atterrage » (une par circuit), enterrés sous terre, de dimensions approximatives : 16 m (L) x 3 m (l) x 1 m (H). Ces chambres de jonction seront installées à environ 2.15m de profondeur (fond de fouille).

Figure 116 : Chambre de jonction d'atterrage



Source : Nexans, 2016

Deux puits de mise à la terre (1m x 1m) seront également construits à côté des chambres de jonction d'atterrage, ainsi que deux chambres télécom (2m x 1m).

Le câble sous-marin sera tiré depuis le fourreau d'amené à la chambre de jonction où il sera ensuite connecté aux câbles terrestres installés en pied de falaise. Après les travaux, les milieux seront remis en état et les chambres de jonction seront invisibles. Les chambres destinées aux câbles de télécommunications ainsi que les puits de terre devront être visitables.

6.3 Exploitation et maintenance de la liaison sous-marine

Les opérations de maintenance sur les câbles sous-marins 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.

6.3.1 Maintenance préventive et suivi de l'état de pose du câble

Une mesure de l'état de pose de chaque câble sera faite au moment des travaux. Un an après les travaux, ce contrôle sera répété afin de s'assurer de l'efficacité de la protection de l'ouvrage. Un bilan accompagnant cette étude sera adressée aux autorités en charge de la régulation des usages sur le plan d'eau.

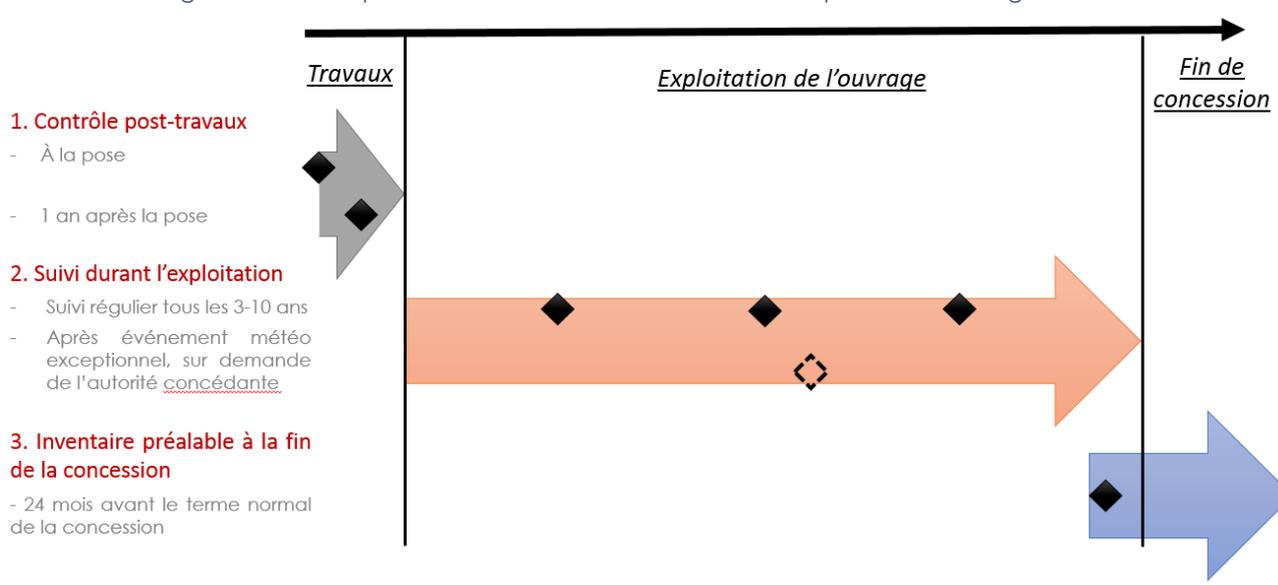
Par la suite, une surveillance régulière des liaisons sous-marines sera mise en place.

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. La récurrence des visites ultérieures (entre 3 et 10 ans) sera adaptée en fonction du type de protection, des résultats de la première vérification et des zones à risques traversées (forts courants, relief accidenté, etc.) selon un calendrier validé avec l'autorité concédante. Par ailleurs, sur demande expresse des services de l'Etat, en cas d'événement météorologique exceptionnel, Rte pourra être amené à réaliser un contrôle supplémentaire.

Enfin, 24 mois avant le terme de la concession, Rte s'engage à faire un contrôle spécifique qui servira notamment de base à une étude et à la décision concernant le devenir des ouvrages à l'issue de la concession.

Le schéma ci-dessous résume le principe des études et contrôle de l'état de pose de l'ouvrage en mer.

Figure 117 : Principe des études et contrôle de l'état de pose de l'ouvrage en mer



Source : RTE, 2016

RTE envisage de s'appuyer sur la technologie de surveillance par fibres optiques, qui permettra de relever le profil en température de la liaison et ainsi d'assurer une surveillance préventive régulière.

6.3.2 Maintenance curative

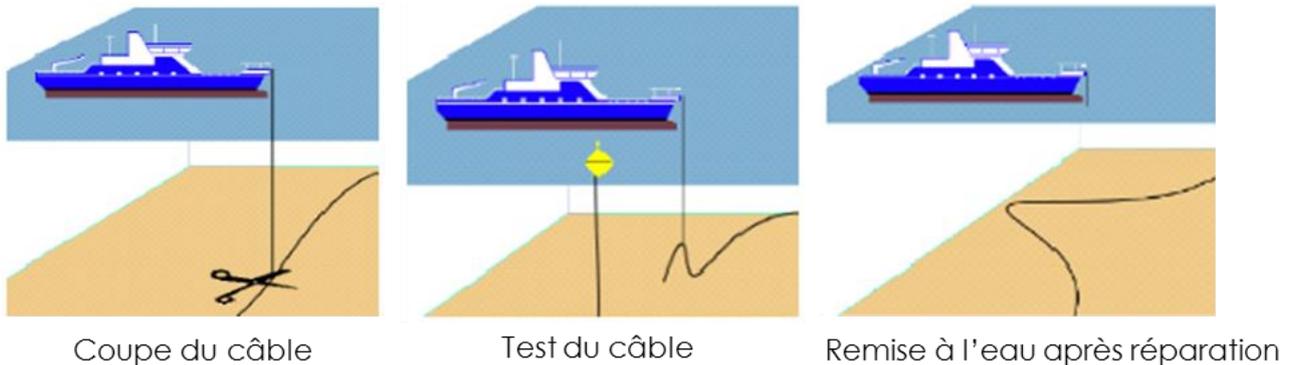
En cas de défaut sur un câble situé en pleine mer, une réparation est mise en œuvre selon plusieurs étapes successives :

- ▶ Lorsque le défaut sur le câble est localisé précisément, une première coupe du câble intervient pour isoler la partie endommagée du câble non endommagé ;
- ▶ Un test est effectué sur l'extrémité ainsi créée afin de vérifier que les caractéristiques électriques, optiques et mécaniques sont intègres jusqu'à l'atterrage. Si ce n'est pas le cas, c'est qu'un autre défaut est présent, ce défaut doit donc être trouvé avant la suite de la réparation ;
- ▶ Lorsque le test est concluant, l'extrémité est remise à l'eau équipée de bouées pour la maintenir à la surface (ou redéposée au fond), et il est procédé à la même opération avec l'autre extrémité du câble ;
- ▶ Lorsque l'on est certain d'avoir supprimé toute la partie endommagée, la fabrication de la première jonction peut commencer. Cette opération est longue (3 jours) et nécessite que le bateau reste très stable. Lorsque la jonction est réalisée, un test électrique dit « Time Domain Reflectometry » (TDR) ou un test optique dit « Optical Time Domain Reflectometry » (OTDR) est effectué pour s'assurer de la réussite de l'opération ;
- ▶ La partie du câble réparée est ensuite ré-ensouillée (ou reposée) le long de la route initiale, jusqu'à l'autre extrémité (qui est prête à recevoir la réparation) ;

- ▶ La même opération est alors effectuée. Après la réparation de la deuxième partie du câble, un test sur toute la longueur de la liaison est effectué. S'il est concluant, alors le câble peut être remis à l'eau ;
- ▶ La réparation provoque une sur-longueur (à minima deux fois la profondeur) et le câble ne peut être redéposé de la même manière qu'initialement. La sur-longueur est donc reposée à 90° par rapport à l'axe de la liaison initiale, puis ensouillée ou protégée.

Une phase de test électrique et optique avant remise en service et un survey final sont ensuite réalisés.

Figure 118 : Illustration d'une opération de maintenance curative



Il faut compter environ 25 jours d'opérations en mer (sans stand-by météo important ni zone d'enrochement) pour la réparation du câble. Les mesures d'intervention seront définies dans l'arrêté édicté par la préfecture maritime.

Ces interventions en mer sont relativement techniques et délicates aussi est-il nécessaire que les procédures soient anticipées.

Les techniques d'intervention sont proches de celles des opérations de pose, toutefois les navires de réparation peuvent être différents car les capacités de câbles embarqués sont moindres.

6.4 Démantèlement

6.4.1 Démantèlement de la liaison sous-marine de raccordement

6.4.1.1 Effets génériques du démantèlement d'une liaison sous-marine

6.4.1.1.1 Modalités techniques de dépose d'une liaison sous-marine

Conformément aux dispositions législatives et réglementaires actuellement en vigueur, au terme des titres d'occupation des sites maritimes par la liaison sous-marine de raccordement du parc éolien mer des hautes falaises, ces sites seront remis en état dans le cadre du démantèlement de ces installations.

Actuellement la méthodologie d'enlèvement des câbles est assez proche de l'inverse de celle appliquée lors de la pose. Ces travaux de démantèlement impliquent les opérations suivantes :

- ▶ l'ouverture de la tranchée pour le désensouillage à l'aide de moyens équivalents à l'ensouillage ;
- ▶ le retrait des protections externes si elles ont été installées lors de la pose des câbles ;
- ▶ la récupération du câble en l'enroulant ou en le débitant sur un navire ;

- la revalorisation des matériaux (cuivre, acier...) suivant les procédés favorisant la réutilisation, la régénération, le recyclage et traitement des déchets résiduels dans les filières industrielles adaptées.

L'ensemble de ces opérations qui inclut la gestion de la sécurité en mer sera réalisée suivant les meilleures conditions environnementales, techniques et économiques dans le respect de la réglementation en vigueur au jour du démantèlement.

6.4.1.1.2 Aspects environnementaux du démantèlement

Les impacts associés aux opérations de démantèlement sont assez semblables à ceux liés à la pose des câbles qui sont explicités dans la présente étude d'impact. Dans la mesure où, à ce stade, il est difficile d'anticiper les décisions qui seront prises sur le devenir des liaisons sous-marines mises hors service (démantèlement ou maintien en l'état), RTE réalisera une étude avant toute intervention sur la liaison sous-marine, afin de déterminer la solution de moindre impact environnemental et d'optimiser les conditions du démantèlement éventuel. Cette étude permettra notamment d'identifier les peuplements benthiques situés sur le linéaire de la liaison de raccordement et d'intégrer les dernières évolutions techniques au regard de la réglementation en vigueur au jour du démantèlement.

Au vu des résultats de ces investigations et en fonction des enjeux tant liés à la sécurité maritime qu'aux aspects écologiques et socioéconomiques, il appartiendra à l'autorité administrative décisionnaire de définir la meilleure solution sur le devenir de la liaison sous-marine.

6.4.1.2 Effets génériques du maintien en l'état d'une liaison sous-marine

Les câbles ont une très faible emprise spatiale et sont composés de matériaux inertes. Le maintien en l'état d'une liaison sous-marine présente les effets et impacts éventuels similaires à ceux de la phase d'exploitation de la liaison explicités dans l'étude d'impact du projet.

6.4.2 Nécessité de s'interroger sur le devenir de la liaison sous-marine

A ce stade et au regard des éléments explicités dans les paragraphes précédents, il est difficile d'anticiper les décisions qui seront prises sur le devenir de la liaison sous-marine hors service (démantèlement ou maintien en l'état).

Afin de déterminer la solution de moindre impact environnemental et d'optimiser les conditions du démantèlement éventuel, RTE réalisera une étude avant toute intervention sur la liaison sous-marine.

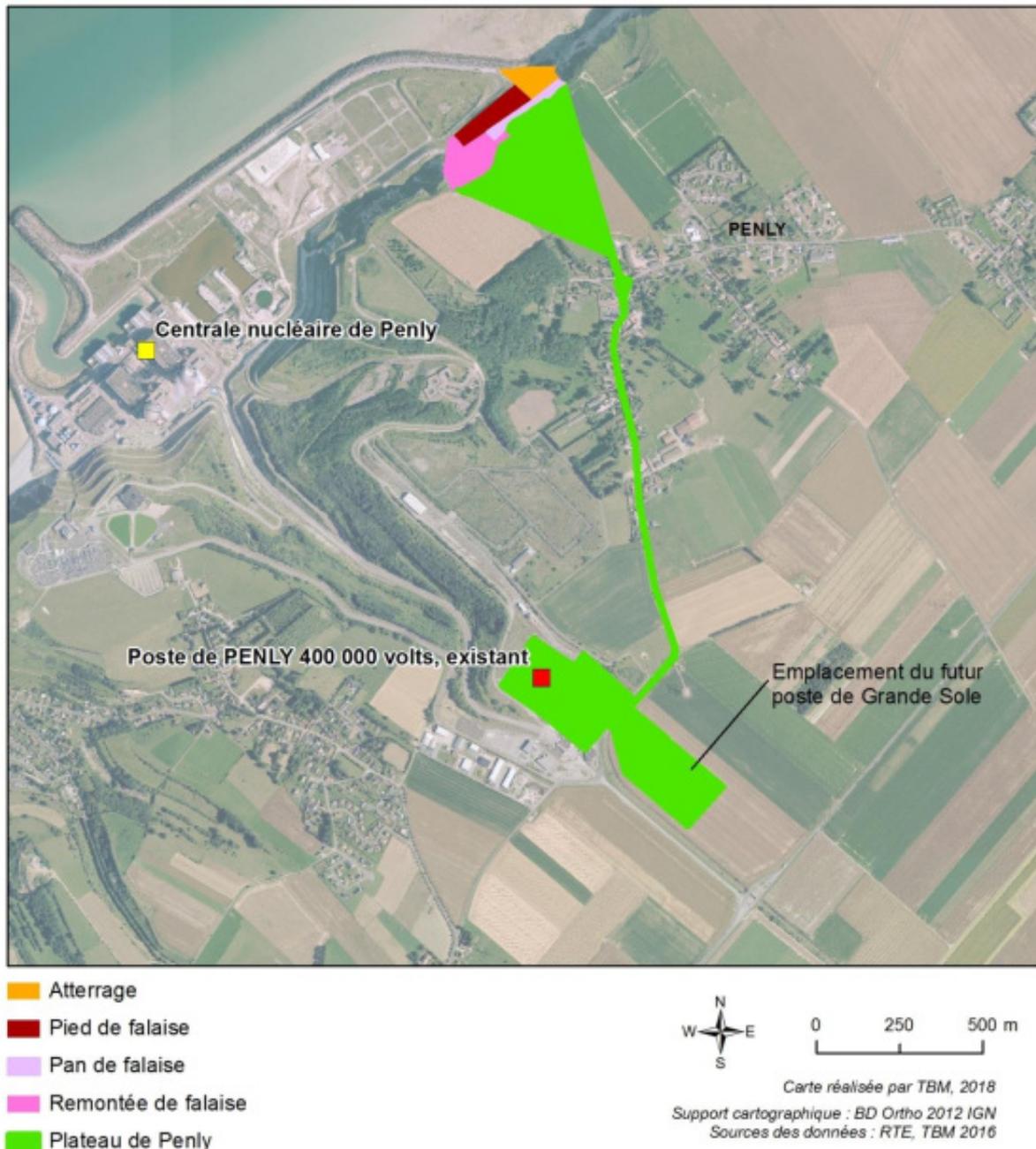
Au vu du résultat de ces investigations et en fonction des enjeux tant, écologiques que socio-économiques, il appartiendra à l'autorité administrative décisionnaire de définir la meilleure solution sur le devenir de la liaison sous-marine, après consultation du Préfet Maritime.

Après le démantèlement, RTE s'engage à mettre à disposition de l'administration un plan des éléments des parties d'ouvrages laissées éventuellement en lieu et place. Ces informations seront transmises au format cartographié informatique afin d'alimenter le cas échéant les bases de données du Service hydrographique de la marine nationale (SHOM) et mettre à jour les cartes nautiques.

6.5 Description du tracé terrestre

Le tracé terrestre, d'environ 3 km, débute à la zone d'atterrage où la jonction entre la liaison sous-marine et la liaison terrestre est menée et se poursuit jusqu'à atteindre l'emplacement du futur poste électrique. Ce dernier sera relié au poste existant de Penly.

Les différents secteurs d'aménagement sont représentés sur la figure suivante.



Source : TBM, 2016

Figure

Après l'atterrage, la liaison terrestre circulera en pied de falaise sur 250 m jusqu'au niveau des escaliers permettant l'accès au littoral. Dans le secteur de remontée de falaise, la liaison remontera la falaise pour atteindre le plateau de Penly.

Sur ce plateau, la liaison sera aménagée en majorité sous les voiries routières en traversant le bourg de Penly jusqu'aux parcelles agricoles d'aménagement du futur poste électrique de Grande Sole. Une liaison souterraine 400 000 volts reliera ensuite le futur poste de Grande Sole au poste existant de Penly.

6.5.1 Caractéristiques du câble souterrain 225 000 volts

Une liaison électrique souterraine 225 000 volts de transport d'électricité est composée, pour chaque circuit, de trois câbles unipolaires indépendants et de un à deux câbles de télécommunications à fibres optiques. Les câbles comprennent une âme conductrice en aluminium ou en cuivre entourée d'isolant synthétique et d'écrans de protection. Le diamètre de ces câbles est d'environ 13 cm.

Figure 119 : Coupe d'un câble souterrain



Source : RTE, 2016

6.5.2 Le pied de falaise

Le pied de falaise constitue l'espace entre les chambres de jonction et les escaliers d'accès. Il s'agit d'un site composé de milieux naturels, hors du périmètre de la centrale, fermé par un grillage. Il ne fait donc l'objet d'aucune activité.

De plus cet espace est longé par un cheminement menant à l'estran, chemin délimité d'une part par la clôture périmétrique de la centrale et d'autre part par un grillage.

Figure 120 : Vues du tracé sur le pied de falaise



Source : TBM, 2016

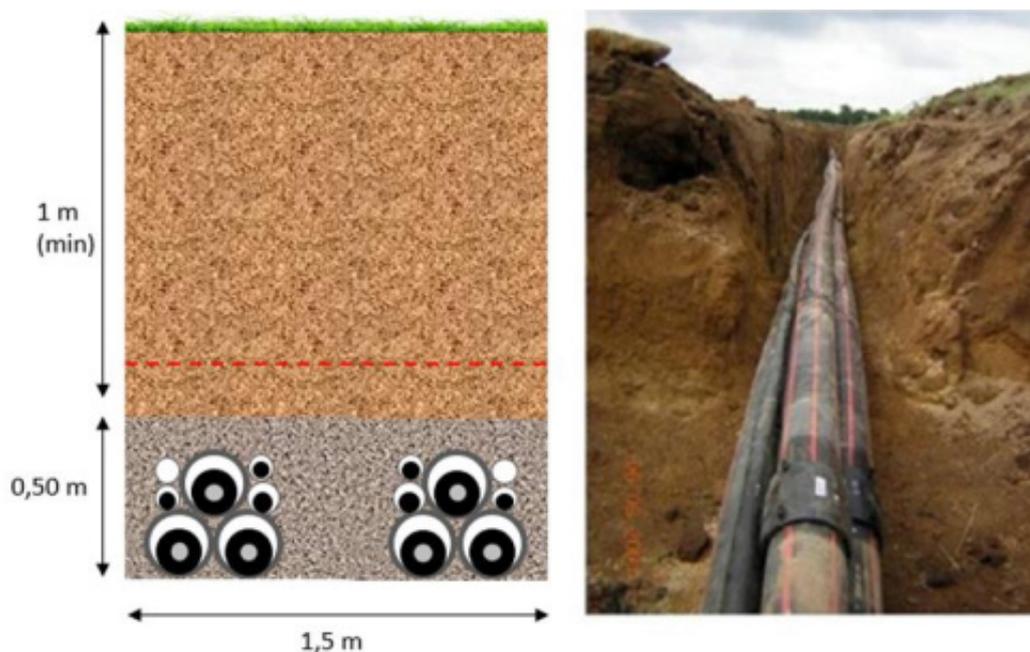
Depuis les chambres de jonction d'atterrage, la liaison souterraine 225kV parcourra environ 250 m en tranchée vers la base de l'escalier menant au littoral. (Gauche ou droite).

A partir de ce point, l'ouvrage longera la falaise sans jamais entrer dans l'enceinte du CNPE de Penly. La clôture périmétrique de la centrale nucléaire de Penly ne sera pas touchée lors des travaux.

6.5.2.1 Pose et protection des câbles : fourreaux PEHD pleine terre

En pied de falaise, la liaison sera posée en fourreaux PEHD pleine terre. Cette technique consiste à réaliser une tranchée, y installer des fourreaux en polyéthylène haute densité (PEHD) en pleine terre, dans lesquels les câbles sont déroulés. Un grillage avertisseur est positionné au-dessus de cet ouvrage. La tranchée est remblayée jusqu'au niveau naturel du terrain.

Figure 121 : Coupe-type et pose en PEHD pleine terre



Source : TBM, nc

6.5.2.2 Emprise du chantier

On peut considérer que sur la zone du pied de falaise, l'emprise chantier, correspondant notamment à la circulation des engins des chantiers, sera d'environ 10 mètres de large à côté de la tranchée.

6.5.2.3 Moyens utilisés

Les moyens utilisés sont des moyens classiques pour ce type de travaux :

- ▶ une pelle mécanique,
- ▶ des camions,
- ▶ une grue,
- ▶ un compacteur.

Leur accès se fera via le site du CNPE de Penly, sous réserve de l'obtention de l'accord de l'exploitant du site.

6.5.2.4 Durée des travaux

La durée des travaux au niveau de la zone du pied de falaise est estimée à au moins deux mois.

6.5.3 La remontée de falaise

Figure 122 : Zone de la remontée de falaise



Source : TBM, 2016

6.5.3.1 Pose et protection des câbles

Option 1 : remontée de la falaise en tranchée ouverte

Dans cette option, la remontée de la falaise est prévue dans une zone où la falaise est stabilisée, car déjà largement remaniée lors de la construction de la descente à la mer de Penly. RTE mène toutefois des études techniques spécifiques qui permettront de concevoir un ouvrage robuste dans le temps sans déstabiliser la falaise y compris lors des opérations de pose de l'ouvrage.

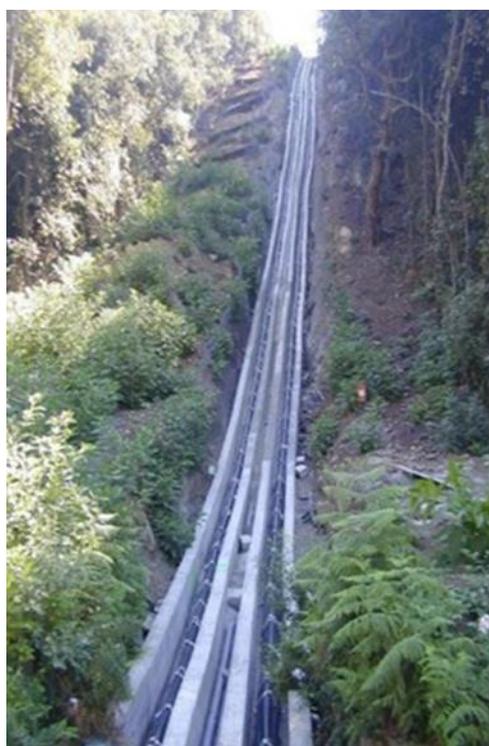
Aujourd'hui, on prévoit que la remontée de la falaise pourrait se faire dans un ouvrage de génie civil bétonné, fermé, probablement enterré ou semi enterré et construit à même la falaise. Dans cet ouvrage, un système de retenue permettra d'éviter que les câbles ne glissent dans la pente. Dans une telle option, un tel ouvrage serait conçu de sorte à être le mieux intégré au paysage, notamment RTE s'engage à ce que :

- L'ouvrage soit souterrain, c'est-à-dire ne dépassant jamais de la ligne de pente de la falaise ;
- L'ouvrage final soit fermé par un capotage ou un couvercle ;
- Un travail d'insertion paysagère de l'ouvrage soit mené, permettant à terme la reconstitution de l'habitat naturel au-dessus de la liaison.

Figure 123 : Type d'ouvrage pouvant être construit afin d'installer des câbles 225 kV dans une pente



Source : TBM, 2016



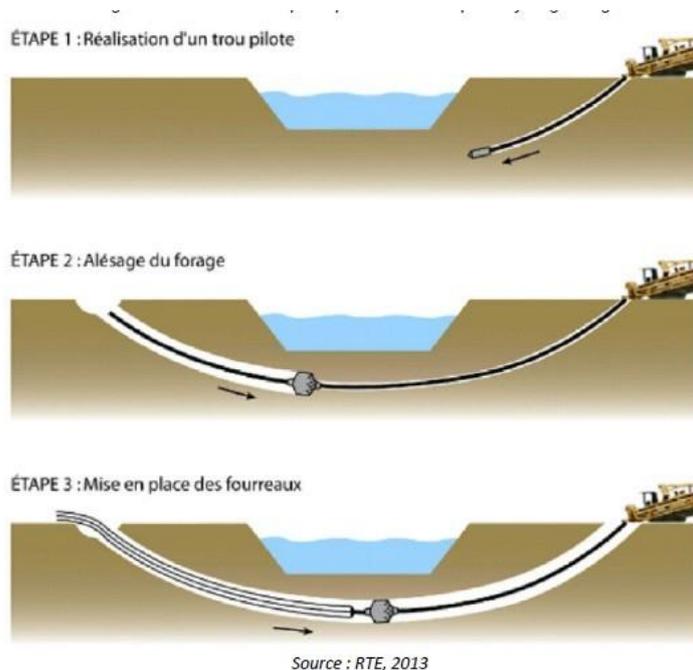
Source : RTE, n.c

Option 2 : Remontée de la falaise en forage dirigé

Dans cette option, le franchissement de la falaise est prévu en technique de forage dirigé depuis le plateau ou depuis le pied de falaise. Un forage dirigé est réalisé en trois étapes :

- ▶ la réalisation d'un trou pilote depuis un côté de la structure à traverser qui consiste à créer un forage de petit diamètre qui servira de guide pour l'étape suivante,
- ▶ l'alésage du forage à partir du point opposé de la structure à traverser. Cette étape permet d'aboutir au diamètre final attendu,
- ▶ enfin, la mise en place des fourreaux dans le forage réalisé.

Ces étapes sont résumées dans la figure suivante :



Les points d'entrée et de sortie du forage sont positionnés, entre autres, en fonction de la configuration et de la sensibilité du site. La courbure d'un forage dirigé dépend elle à la fois des caractéristiques du sol, de la profondeur et de la longueur de l'obstacle à franchir.

La machine ou foreuse est placée à l'entrée du forage avec le système de mélange du fluide de forage (coulis de bentonite³⁴ qui est injecté dans le trou et qui sert à lubrifier l'outil et à transporter les débris de roches forées jusqu'en surface). Le fluide est récupéré à l'autre extrémité du forage dans une fosse étanche pour éviter son écoulement vers le réseau hydrographique.

L'entrée du forage nécessite une installation de chantier un peu plus importante pour positionner les machines de forage. En revanche, à la sortie, l'emprise du chantier est sensiblement la même que pour des travaux de génie-civil en pose courante.

6.5.3.2 Moyens utilisés

Option 1 : remontée de la falaise en tranchée ouverte

La conception détaillée de l'ouvrage n'étant pas finalisée, il n'est pas possible de donner la liste des équipements intervenant pour sa construction. Des moyens spécifiques de type pelle « araignée » (cf. ci-dessous) pourront être utilisés pour creuser la tranchée à même la pente dans laquelle pourrait être ensuite construit l'ouvrage de génie-civil.

³⁴ La bentonite est une argile naturelle contenant une forte proportion de montmorillonite, un silicate d'aluminium hydraté natif dans lequel quelques atomes d'aluminium et de silice ont été remplacés naturellement par d'autres atomes tels que le magnésium et le fer

Figure 124 : Pelle araignée



Source : RTE, 2016

Option 2 : remontée de la falaise en forage dirigé

Classiquement, la mise en œuvre d'un forage dirigé nécessite un chantier comprenant :

- Une foreuse,
- Une zone accueillant les accessoires nécessaires à la foreuse (citerne, containers etc.),
- Une zone de stockage des fourreaux et, le cas échéant, des tiges de forage.



Figure 125 : Atelier de forage

6.5.3.3 Emprise du chantier

Option 1 : remontée de la falaise en tranchée ouverte

On anticipe que le chantier aura probablement une emprise d'environ une quinzaine de mètres de large (incluant la tranchée creusée dans la falaise).

Option 2 : remontée de la falaise en forage dirigé

Dans le cas d'un forage dirigé, l'emprise de la plateforme de forage est estimée à mille mètres carrés environ au niveau du point d'entrée soit au niveau du plateau de Penly soit au niveau du pied de falaise.

6.5.3.4 Durée des travaux

La durée des travaux sur la zone de remontée de falaise sera d'environ 8 à 9 mois. Tout accès à cette zone sera interdit durant les travaux. Par ailleurs, durant tous les travaux, la descente à la mer de Penly sera coupée. L'escalier de descente devra probablement être démonté (au moins partiellement) afin de permettre les travaux. Il sera remis en état à l'identique à l'achèvement de l'opération.

6.5.4 Le plateau de Penly

Après la remontée de falaise la liaison souterraine 225 000 volts passe brièvement en zone agricole puis suit la rue Tante Lucienne sur environ 500 mètres et une partie de la rue du Bout du Croc sur un peu moins de 50 mètres en direction de la D313. Elle emprunte ensuite la rue des Hares sur 50 m puis la rue de Navarre (D313) sur environ 1.5km jusqu'aux parcelles de l'emplacement du poste électrique de Grande Sole. Elle traverse donc le bourg de Penly.

Le linéaire total de cette liaison souterraine depuis la chambre d'atterrage est de 2.6 km environ.

Figure 126 : La rue Tante Lucienne vers Penly et la rue Navarre



Source : TBM, 2016

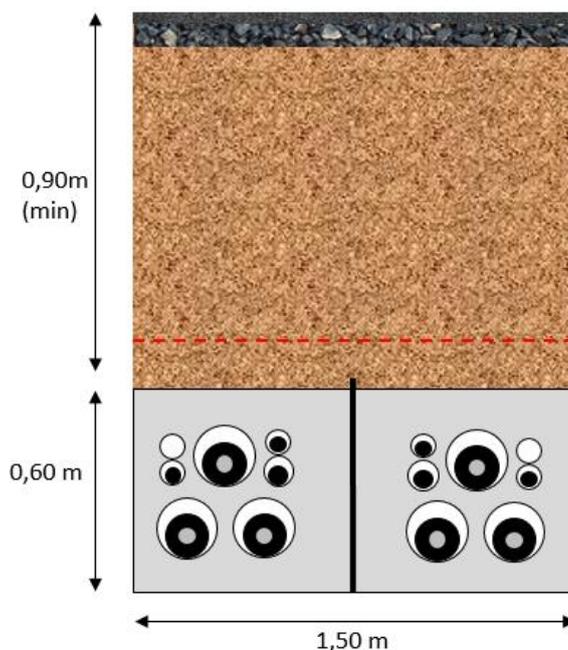
6.5.4.1 Pose et protection des câbles : fourreaux et PVC béton

Sur le plateau de Penly, la liaison souterraine sera installée au sein d'une tranchée équipée de fourreaux en polychlorure de vinyle (PVC) enrobés de béton.

Ce mode de pose consiste à réaliser une tranchée d'1,50 m de largeur et 1,50 m de profondeur minimum (en fonction des obstacles rencontrés dans le sous-sol et de la topographie du

terrain) afin d'y installer les fourreaux puis à les enrober de béton. Les câbles sont ensuite déroulés dans les fourreaux. Un grillage avertisseur est positionné au-dessus de cet ouvrage. La tranchée est remblayée jusqu'au niveau de la chaussée qui est reconstituée. Ces fourreaux, d'un diamètre d'environ 20 cm, seront disposés suivant le schéma ci-après.

Figure 127 : Coupe type d'une liaison souterraine à deux circuits (cotes indicatives)



Source : RTE, n.c

Figure 128 : Illustration d'une liaison souterraine à deux circuits sous voirie



Source : RTE, n.c

D'autres types de pose pourront être utilisés notamment pour les passages en sous-œuvre ou cas particuliers.

Des jonctions seront construites pour la liaison double 225 000 volts sur la zone du plateau. A leur fabrication en usine, les câbles sont enroulés sur des tourets par tronçons d'une longueur d'environ 1000 mètres. Il convient donc, tous les 1000 mètres environ de raccorder ces tronçons de câbles entre eux, ce qui est fait au niveau des chambres de jonction. Ces chambres sont des coffres maçonnés souterrains de dimensions d'environ 12m (L) X 3m (l) X 1 m (H) et recouvertes d'au moins un mètre de remblais.

Figure 129 : Chambre de jonction pour une liaison composée d'un seul circuit 225 kV



Source : RTE, n.c

Ces jonctions pourront être complétées par des regards en béton souterrains de petite taille (surface entre 2 et 3 m², profondeur entre 1 et 13 mètre). Ces regards servent à la gestion de de la mise à la terre de la liaison souterraine et doivent rester visitables.

Le cadencement du chantier sera conditionné par l'environnement de travail, le mode de pose, les difficultés techniques, les mesures écologiques à respecter et les aléas. Classiquement, la durée de réalisation des travaux de réalisation des ouvrages de génie-civil des liaisons souterraines est de l'ordre de 50 à 70 mètres par semaine en zone fortement urbanisée. En revanche sur une route départementale en pleine campagne sans difficultés particulières l'avancement peut aller jusqu'à 100 à 150 mètres par semaine.

Les opérations de pose d'une liaison électrique souterraine de type PVC-béton sur un tronçon de voirie se dérouleront comme suit :

- ▶ la préparation de la zone de travaux ;
- ▶ l'ouverture d'une tranchée et la mise en place des éléments structurels ;
- ▶ le remblaiement de la tranchée ;
- ▶ le déroulage des câbles dans les fourreaux depuis les chambres de jonction ;
- ▶ la réalisation des jonctions sur les câbles de puissance et les fibres optiques ;
- ▶ la fermeture des chambres de jonction et la réfection définitive.

6.5.4.2 Moyens utilisés

Les moyens utilisés pour ce type de travaux seront des moyens classiques :

- ▶ une pelle mécanique ;
- ▶ des camions d'amenée de remblais et évacuation des déblais ;
- ▶ une grue ;
- ▶ un compacteur.

6.5.4.3 Emprise du chantier

Les travaux seront installés sur la chaussée à tous les endroits où il est prévu d'installer la liaison sous la route. Dans le bourg de Penly, vue la largeur de la route, il est prévu de couper la circulation aux endroits du chantier. L'accès à leur logement des riverains habitant le long du chantier sera cependant maintenu. Des déviations seront mises en place en accord avec la mairie et le gestionnaire des routes au conseil départemental.

6.5.4.4 Durée des travaux

La durée des travaux sur la zone du plateau de Penly est estimée de 6 à 9 mois.

6.6 Liaison souterraine 400 000 volts Grande Sole – Penly

La liaison simple 400 000 volts sera aménagée sur une longueur d'environ 1 kilomètre entre le futur poste de Grande Sole (voir descriptif au chapitre suivant) et le poste existant de Penly.

Ce tracé nécessitera la traversée de la D313, de la voie ferrée alimentant la centrale nucléaire (en tranchée ouverte ou en forage dirigé) avant d'arriver au poste existant de Penly.

6.6.1 Caractéristiques du câble souterrain 400 000 volts

Une liaison électrique souterraine 400 000 volts de transport d'électricité est composée, de trois câbles unipolaires indépendants deux câbles de télécommunications à fibres optiques. Les câbles comprennent une âme conductrice en aluminium ou en cuivre entourée d'isolant synthétique et d'écrans de protection. Le diamètre de ces câbles est d'environ 14 cm.

Figure 130 : Coupe du câble



Source : RTE, nc

6.6.2 La pose et protection des câbles : PEHD béton

La liaison 400 000 volts sera posée en fourreaux PEHD béton. Cette technique consiste à réaliser une tranchée, y installer des fourreaux en polyéthylène haute densité (PEHD) puis à les enrober de béton. La liaison 400 000 volts étant une liaison simple, la tranchée sera toutefois moins large (70 cm de large au lieu de 1.50 m pour la liaison double 225 000 volts).

Une chambre de jonction sera construite pour la liaison simple 400 000 volts sur la zone du plateau. Ces chambres sont des coffres maçonnés souterrains de dimensions d'environ 16m (L) X 4m (l) X 1 m (H) et recouverts d'au moins un mètre de remblais.

Le cadencement et l'avancement de ce chantier seront dépendants des modalités détaillées de travaux dans une zone située en proximité directe du CNPE de Penly et des possibilités de passage de la voie ferrée d'amenée de combustible nucléaire, également gérée par Edf. Des discussions sont en cours entre Rte et Edf à ce sujet. On peut toutefois retenir que les travaux d'installation de la liaison 400 000 volts dureront en ordre de grandeur au moins 4 mois.

6.6.3 Le forage dirigé

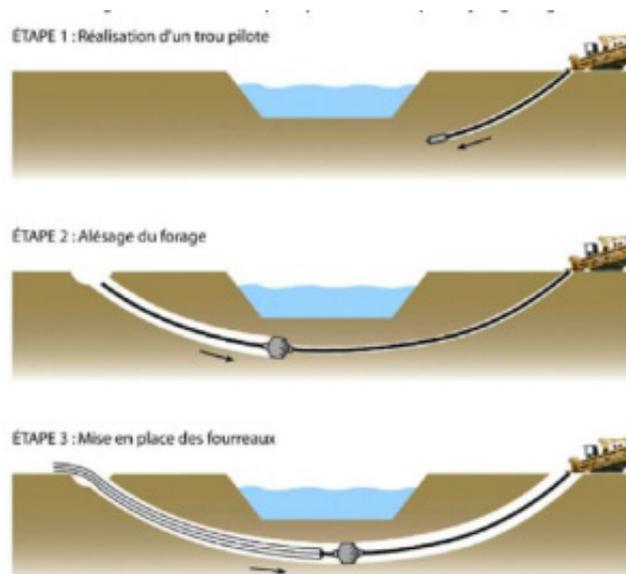
Le forage dirigé est susceptible d'être utilisé pour le franchissement de la voie ferrée du CNPE de Penly si l'installation ne peut pas se faire via une tranchée ouverte.

Un forage dirigé est réalisé en trois étapes :

- ▶ La réalisation d'un trou pilote depuis un côté de la structure à traverser qui consiste à créer un forage de petit diamètre qui servira de guide pour l'étape suivante ;
- ▶ L'alésage du forage à partir du point opposé de la structure à traverser. Cette étape permet d'aboutir au diamètre final attendu ;
- ▶ Enfin, la mise en place des fourreaux dans le forage réalisé.

Ces étapes sont résumées dans la figure suivante :

Figure 131 : Forage dirigé



Source : RTE, 2013

Les points d'entrée et de sortie du forage sont positionnés, entre autres, en fonction de la configuration et de la sensibilité du site. La courbure d'un forage dirigé dépend elle à la fois des caractéristiques du sol, de la profondeur et de la longueur de l'obstacle à franchir.

La machine ou foreuse est placée à l'entrée du forage avec le système de mélange du fluide de forage (coulis de bentonite³⁵ qui est injecté dans le trou et qui sert à lubrifier l'outil et à transporter les débris de roches forées jusqu'en surface). Le fluide est récupéré à l'autre extrémité du forage dans une fosse étanche pour éviter son écoulement vers le réseau hydrographique.

L'entrée du forage nécessite une installation de chantier un peu plus importante pour positionner les machines de forage. En revanche, à la sortie, l'emprise du chantier est sensiblement la même que pour des travaux de génie-civil en pose courante.

6.7 Exploitation de la liaison souterraine 225 000 volts et 400 000 volts

La probabilité de défaillance d'une liaison électrique souterraine est quasi nulle. Une surveillance régulière de l'ouvrage et de son environnement est assurée

6.8 Futur poste de Grande Sole

Le futur poste de Grande Sole sera aménagé sur trois parcelles agricoles à vocation de grandes cultures.

6.8.1 Disposition générale

Le futur poste de Grande Sole 225 000 / 400 000 volts, à créer, permettra le raccordement entre la liaison terrestre décrite précédemment et le poste existant de PENLY 400 000 volts, lui-même raccordé au réseau public de transport d'électricité.

Figure 132 : Illustration d'un poste électrique 225 000 volts

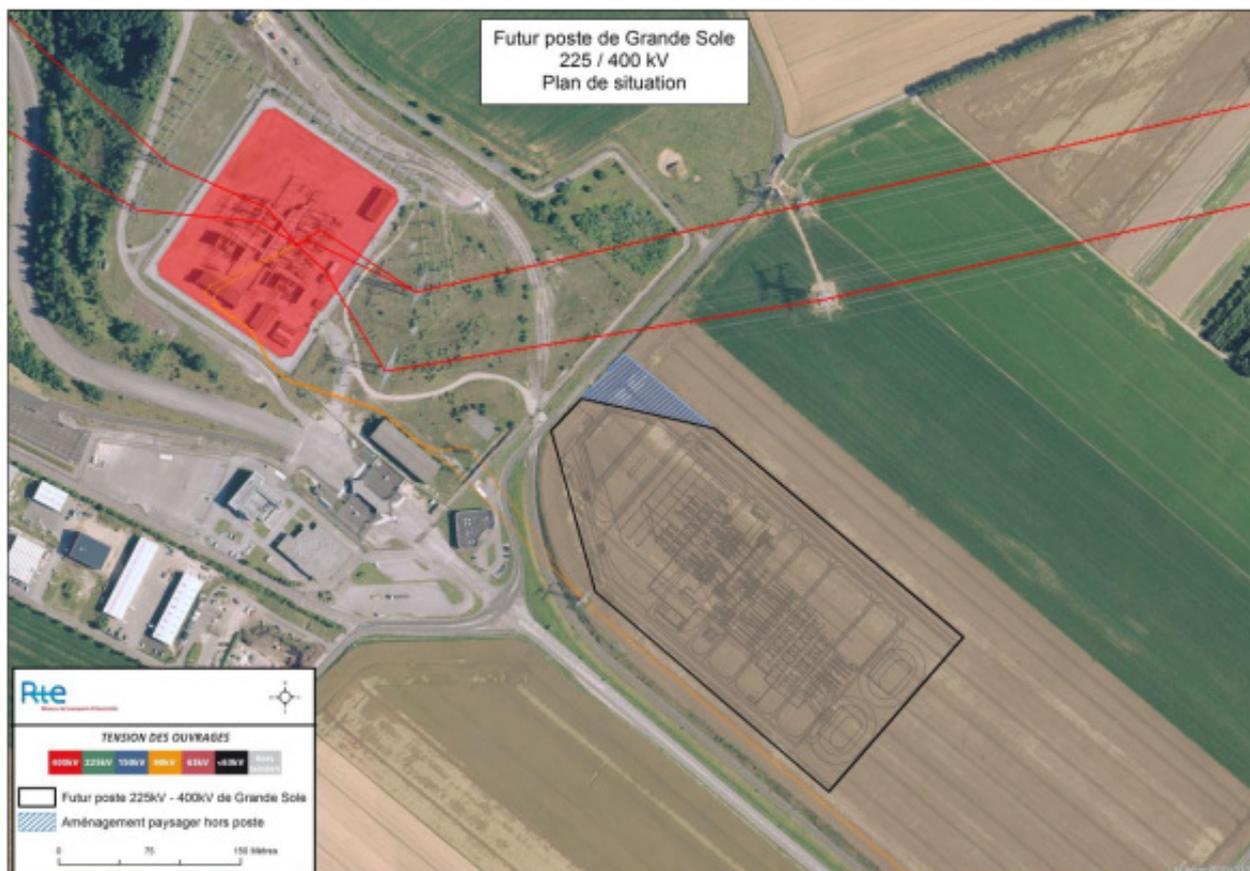


Source : RTE, n.c

³⁵ La bentonite est une argile naturelle contenant une forte proportion de montmorillonite, un silicate d'aluminium hydraté natif dans lequel quelques atomes d'aluminium et de silice ont été remplacés naturellement par d'autres atomes tels que le magnésium et le fer.

Ce futur poste sera aménagé sur une surface de 5.7 ha en zone agricole en bordure de la D313 au droit du poste de Penly existant dans l'enceinte de la centrale nucléaire de Penly. Cet emplacement a été choisi en concertation avec la Chambre d'agriculture ainsi qu'EDF qui a un projet de parking pour la centrale nucléaire de Penly (cf. figure suivante). Cette collaboration a permis d'optimiser et diminuer au maximum l'emprise globale des deux projets sur le foncier agricole.

Figure 133 : Localisation du poste de Penly



Source : RTE, 2016

Le poste de Grande Sole recevra le courant produit par le parc éolien en mer à la tension de 225 000 volts et l'injectera, dans le réseau électrique à très haute tension, à une tension de 400 000 volts. La fonction de ce poste est d'élever le niveau de tension et de réguler la qualité de la tension et du courant électrique avant de l'« injecter » sur le réseau de transport d'électricité. Les appareils les plus hauts installés dans le poste feront une vingtaine de mètres de haut environ.

Cette fonction de régulation concerne notamment et de façon schématique :

- ▶ la tension, pour éviter des variations rapides et brutales de cette dernière ;
- ▶ la maîtrise des caractéristiques du courant et notamment sa fréquence ;
- ▶ la régulation de la puissance injectée sur le réseau depuis le parc éolien en mer.

L'ensemble des appareillages électriques prévus au sein du poste de raccordement de Grande Sole vise à répondre à cet objectif de régulation.

6.8.1.1 Description des équipements HT et BT

La création du poste de raccordement de Grande-Sole nécessite la mise en place des infrastructures et équipements suivants:

- ▶ Les disjoncteurs : Ils protègent le réseau contre d'éventuelles surcharges dues à des courants de défaut (foudre et opération de manœuvre) en mettant des portions de circuit sous ou hors tension ;

Figure 134: Disjoncteurs



Source : RTE, n.c

- ▶ Les sectionneurs : Ils permettent d'aiguiller le courant électrique et jouent le rôle d'interrupteur.

Figure 135 : Sectionneurs



Source : RTE, n.c

- ▶ Les jeux de barres : Constitués de tubes métalliques, ils permettent d'aiguiller en entrée et en sortie de poste les courants électriques issus des transformateurs, des lignes aériennes ou des liaisons souterraines.

Figure 136 : Jeux de barres



Source : RTE, n.c

- Deux autotransformateurs 400 000 / 225 000 volts de 600 MVA.

Figure 137 : Autotransformateurs



Source : RTE, n.c

L'autotransformateur a pour fonction d'élever la tension du courant produit par le parc éolien (225 kV) à 400 kV avant de l'injecter sur le réseau.

Ils seront installés sur des bacs de récupération raccordés à une fosse déportée dont la construction fait partie du présent projet. Leur dimensionnement garantira la récupération de l'intégralité du volume d'huile contenu dans les transformateurs en cas de besoin.

- Deux inductances 20 kV de 64 MVAR raccordées au tertiaire de l'autotransformateur et deux inductances 225 kV de 80 MVAR dont la finalité est d'assurer un « réglage » de la tension du réseau en réduisant le transit du courant capacitif causé par l'installation de liaisons de raccordement de longueur importante,
- Une batterie de condensateurs 225 kV 50 MVAR afin de garantir la qualité du courant en jouant un rôle de filtre des fréquences indésirables (fréquences « harmoniques »),

- ▶ Un Bâtiment industriel et plusieurs bâtiments de relayage regroupant :
 - Les services auxiliaires ;
 - Le contrôle commande local permettant d'assurer les fonctions de commande et de surveillance des organes HT/BT du poste ;
 - Les télécommunications externes au site.

Aménagements généraux :

- ▶ Le terrain fera l'objet d'un terrassement et d'un aménagement pour permettre l'implantation de l'ensemble des installations, à l'intérieur d'un espace clôturé.
- ▶ L'accès au poste et la circulation à l'intérieur de ce dernier requièrent la création de pistes lourdes (pouvant supporter le passage de convois exceptionnels) et de pistes de desserte intérieure. Ces pistes seront bétonnées. Le reste de l'emprise du poste sera gravillonné.
- ▶ Les différents appareillages sources de bruit (AutoTransformateurs et inductances) seront en enceinte insonorisée et seront disposés sur bac étanche destiné à recueillir, en cas de fuite, l'huile qu'ils contiennent, ceci avant de la renvoyer vers une fosse déportée.
- ▶ Cette fosse couverte et étanche recueillera l'huile en cas de fuite. Elle sera également dimensionnée pour recevoir, en cas d'incendie du transformateur, l'eau d'aspersion.

6.8.1.2 Gestion des eaux

Des études techniques plus détaillées seront réalisées afin de dimensionner les ouvrages de gestion des eaux pluviales et usées au sein du poste électrique. Ces études permettront de déterminer le débit d'eau drainé sur le poste ainsi que le type d'ouvrage à mettre en place (bassin de rétention, bassin d'infiltration, pompe...).

6.8.1.3 Phytosanitaires

Le poste tendra vers une gestion "zéro phyto" de la végétation. Pour cela dès la conception du poste, des paillages minéraux spécifiques (type ardoise) pourront être étudiés pour être mis en place sous les jeux de barres, afin de limiter la pousse des mauvaises herbes et l'utilisation des phytosanitaires.

6.8.2 Description des travaux

Les travaux de construction du poste électrique se dérouleront en six étapes :

- ▶ Travaux de terrassement et de préparation de la plateforme de l'ensemble du futur poste.
- ▶ Travaux de génie civil et de gros œuvres (piste d'accès, fosse déportée, banc transformateur, enceinte d'insonorisation).

Figure 138 :Travaux de génie civil



Source : RTE, n.c

- ▶ Mise en place des superstructures et petits équipements HT.

Le cas échéant, en fonction des résultats des études géotechniques, installation de micro pieux pour les fondations des équipements lourds (autotransformateur notamment)

- ▶ Installation des autotransformateurs et des selfs.
- ▶ Construction du bâtiment industriel et des bâtiments de relayage.
- ▶ Installation du contrôle commande local BT.

Figure 139 : Contrôle commande



Source : RTE, n.c

6.8.3 Durée des travaux

La durée des travaux est de l'ordre de 27 mois.

6.8.4 Exploitation du poste de Grande Sole

Aucun personnel permanent ne sera présent dans le poste. L'exploitation consistera en des visites annuelles par le personnel du Groupe de Maintenance Réseau "Basse-Seine" destinées à la maintenance préventive des matériels. Les accès se feront uniquement par le portail d'entrée du poste.

6.9 Stratégies inadaptées

Cinq stratégies ont été envisagées en parallèle de la solution de raccordement au poste existant de Penly. Elles ont pu, à des degrés divers être évoquées avec les services de l'Etat et / ou les acteurs du territoire lors de la concertation. Elles ont été écartées pour les raisons exposées dans la présente partie.

Deux de ces stratégies étaient fonctionnellement différentes de la solution retenue :

- ▶ un raccordement sur le poste électrique 225 kV de Beauchamps ;
- ▶ un raccordement en coupure sur le réseau existant 400 kV Argoeuves-Penly.

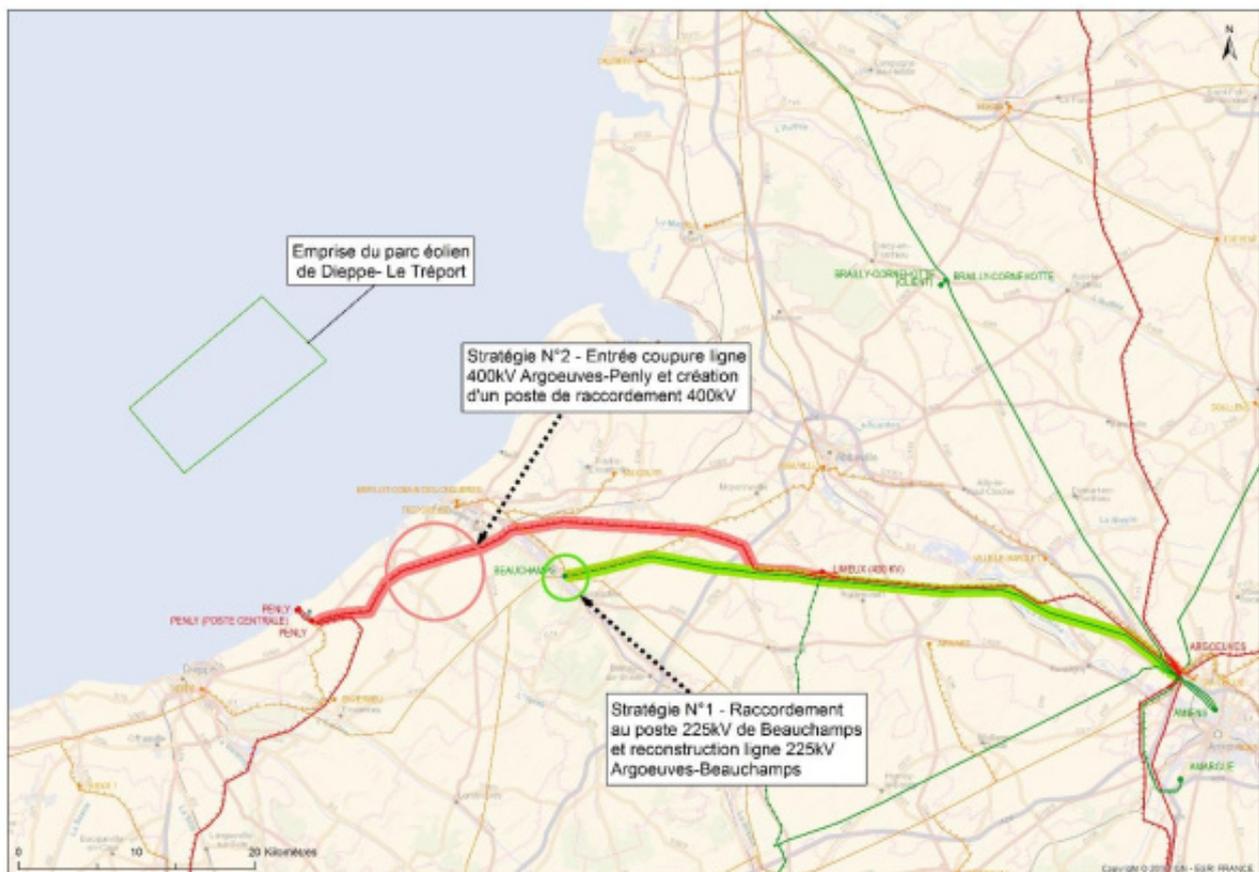
Deux de ces stratégies étaient fonctionnellement identiques (raccordement au poste 400 kV de Penly), mais différaient de la solution retenue par le choix du point d'atterrage :

- ▶ un atterrage à Saint-Martin-Plage sur la commune de Saint-Martin -en-Campagne ;
- ▶ un atterrage à Mesnil-Val-Plage sur la commune de Criel-sur-Mer.

Enfin, une dernière stratégie envisagée était fonctionnellement identique (raccordement au poste 400 kV de Penly), avait le même point d'atterrage que la solution retenue (atterrage à Penly), mais empruntait un tracé différent :

- ▶ un atterrage à Penly et passage de la liaison double 225 kV dans l'enceinte du CNPE de Penly.

Figure 140 : Localisation des stratégies de raccordement inadaptées de Beauchamps et Argoeuves-Penly



Source : RTE, 2017

6.9.1 Raccordement sur le poste électrique 225 kV de Beauchamps

Cette stratégie nécessitait la reconstruction du poste électrique 225 kV de Beauchamps et le renforcement du réseau amont existant. En effet, la structure actuelle du poste n'est pas adaptée pour accueillir de nouveaux ouvrages et il est raccordé au réseau par une seule ligne électrique 225 kV à un circuit, de capacité insuffisante pour transporter la puissance produite par le parc éolien.

Dans un tel scénario, la solution de renforcement la moins chère pour permettre d'évacuer la production éolienne, aurait consisté à construire une deuxième ligne à 225 kV entre le poste de Beauchamps et le futur poste de LIMEUX 400 /225 kV situé à une quinzaine de kilomètres à l'est de Beauchamps.

Le coût estimé de cette stratégie était d'environ deux cent quatre-vingt millions d'euros.

Cette stratégie n'a donc pas été retenue.

6.9.2 Raccordement sur la ligne 400 kV Argoeuves-Penly

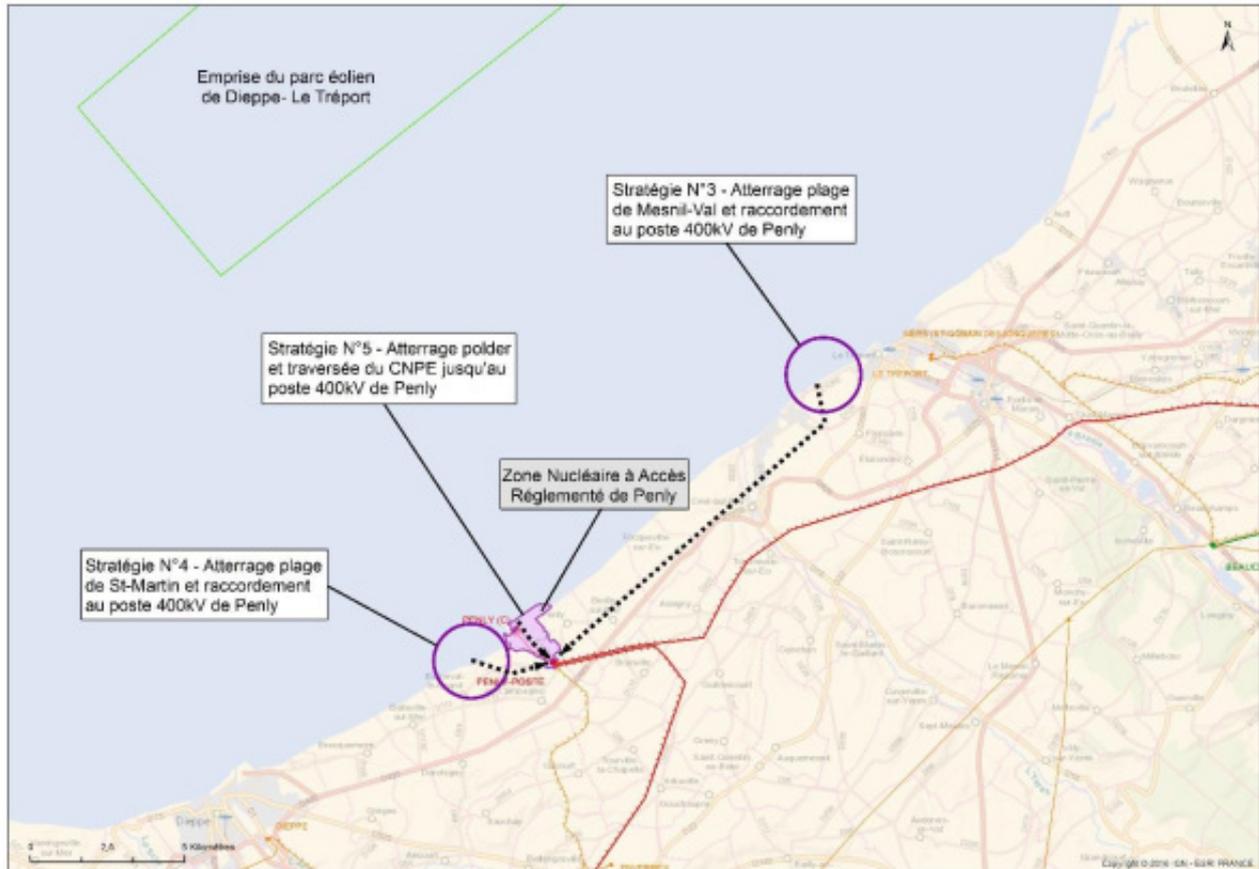
Cette stratégie nécessitait de créer un nouveau poste 400 /225 kV entre les vallées de l'Yères et de la Bresle et de le raccorder en coupure sur les lignes 400 kV Argoeuves-Penly.

Cette stratégie présentait l'inconvénient de nécessiter une emprise plus importante pour le poste de raccordement et sa connexion aux lignes 400 kV existante.

Par ailleurs, le coût estimé de cette stratégie était d'environ deux cent soixante millions d'euros.

Cette stratégie n'a donc pas été retenue.

Figure 141 : Localisation des stratégies de raccordement inadaptées de Mesnil-Val, St Martin et de traversée du CNPE de Penly



Source : RTE, 2017

6.9.3 Atterrage à Saint-Martin Plage

La plage de Saint-Martin-en-Campagne est un endroit touristique fréquenté desservie par une unique route serpente dans une vallée étroite. Elle est surplombée par une importante plateforme en béton qui accueille un parking et qui donne accès à la plage. L'impératif de préservation de l'activité touristique rendait cette stratégie très incertaine techniquement, avec notamment une opération de dépose partielle de la structure en béton sur laquelle repose le parking de la plage.

Présentée à la concertation, cette stratégie n'a donc pas été retenue.

6.9.4 Atterrage à Mesnil-Val Plage

Cet atterrage, aurait été situé sur la plage très touristique de Mesnil-Val-Plage, faisant arriver les câbles au niveau du centre-bourg de Mesnil-Val. Dans cette situation également, le maintien de l'activité touristique durant les travaux contraignait très fortement la solution d'atterrage, rendant sa faisabilité incertaine.

A terre, après la traversée de Criel-sur-Mer, une telle solution nécessitait par ailleurs la traversée de la basse-vallée de l'Yeres, complexifiant ainsi un peu plus cette option.

Enfin, dans une telle stratégie, un linéaire cinq fois supérieur à la solution retenue aurait été nécessaire pour la liaison double souterraine 225 kV.

Présentée à la concertation, cette stratégie n'a donc pas été retenue.

6.9.5 Atterrissage à Penly et passage de la liaison de raccordement dans l'enceinte du CNPE de Penly.

Dans cette stratégie, le tracé de la liaison sous-marine aurait sensiblement été le même que pour la solution finalement retenue. Toutefois, une fois à terre, la liaison de raccordement serait entrée dans l'enceinte de la centrale nucléaire de Penly, dans le périmètre de la Zone Nucléaire d'Accès Réglementé (ZNAR) pour rejoindre ensuite le poste de raccordement à créer à l'extérieur de l'enceinte du CNPE, sur le plateau. Après discussions avec EDF, exploitant du site du CNPE de Penly, cette stratégie :

- ▶ posait des problématiques de sécurité du site nucléaire de Penly car le chantier aurait nécessité de nombreuses allées et venues de prestataires Rte dans le site même du CNPE;
- ▶ posait d'importants problèmes de co-activité du chantier Rte avec les opérations prévues par EDF de grand carénage du CNPE de Penly ;
- ▶ posait d'importants problèmes de co-activité du chantier avec le projet de construction par EDF d'un troisième réacteur nucléaire à Penly.

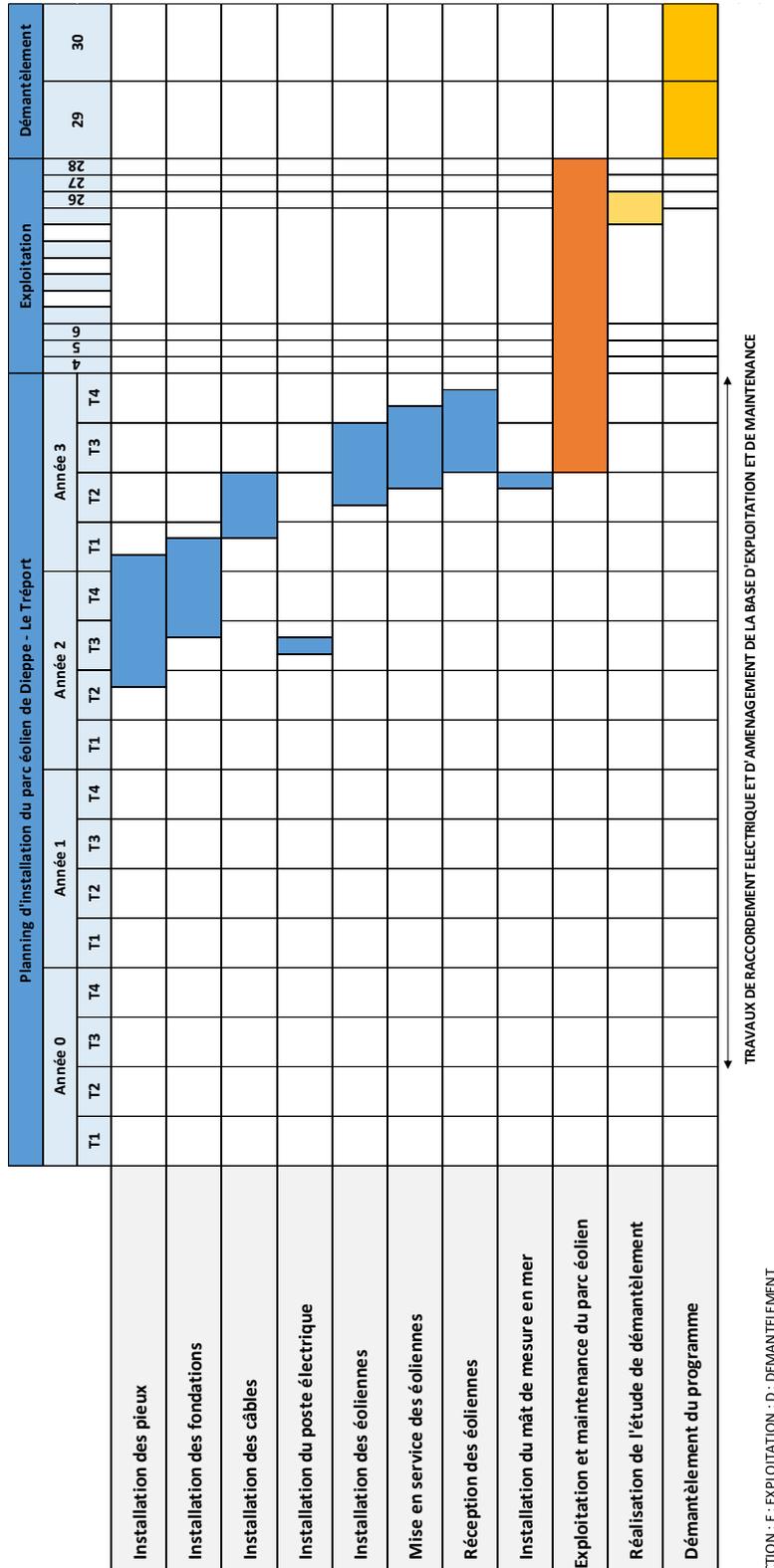
Pour ces raisons, cette stratégie n'a donc pas été retenue.

7 Phasage du programme



7.1.1 Calendrier prévisionnel du programme

Figure 142 : Calendrier du programme



Source : EMDT, 2017

7.1.2 Calendrier prévisionnel des travaux du projet de parc éolien

Figure 143 : Calendrier prévisionnel du projet de parc éolien

		Planning d'installation du parc éolien de Dieppe - Le Tréport																													
		Année 1						Année 2						Année 3																	
		T3			T4			T1			T2			T3			T4			T1			T2			T3			T4		
		J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D	J	F	M	A	M	J	J	A	S	O	N	D
PARC EOLIEN	Installation des pieux																														
	Installation des fondations																														
	Installation des câbles																														
	Installation du poste électrique																														
	Installation des éoliennes																														
	Mise en service des éoliennes																														
	Réception des éoliennes																														
	Installation du mât de mesure en mer																														

Source : EMDT, 2017

7.1.3 Calendrier prévisionnel des travaux du projet de raccordement

Plus précisément, le calendrier présenté ci-après est celui actuellement imaginé pour les travaux de raccordement. Ce calendrier est prévisionnel et est susceptible d'être modifié en fonction des appels d'offres, des solutions retenues et des conditions météorologiques.

Pour chaque phase de travaux, RTE transmettra des éléments techniques plus détaillés 6 mois avant les travaux concernant :

- - le creusement des tranchées : le mode opératoire des travaux, le choix du type d'engin et la description du tracé détaillé au niveau de l'estran.
- - Les travaux préparatoires : le plan de dragage (volume, moyens) et moyen de surveillance et réduction de la turbidité.
- - Le tirage, l'installation et la protection des câbles en mer : le mode opératoire travaux, le choix du type d'engin, la description du tracé détaillé.

7.1.4 Calendrier prévisionnel des travaux des bases d'exploitation et de maintenance

Figure 146 : Calendrier prévisionnel des travaux des bases d'exploitation et de maintenance

	Année 0				Année 1				Année 2				Année 3			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
EXPLOITATION	Travaux portuaires à Dieppe															
	Aménagement infrastructures à Dieppe															
	Aménagement infrastructures au Tréport															
	Exploitation et maintenance du parc éolien															

Source : EMDT, 2017

Figure 147 : Calendrier des travaux de réalisation de la base d'exploitation et de maintenance du Syndicat Mixte du Port de Dieppe

Opération	Année 1												Année 2					
	Mois																	
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Travaux préparatoires	x	x	x															
Travaux maritimes			x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x			
Renforcement et réparation des maçonneries de quai			x	x	x	x												
Travaux de génie civil pour le renforcement du quai Lalitte							x	x	x	x	x	x						
Travaux de dragage hydraulique DAM											x							
Travaux de déroctage												x	x					
Mise en place de pontons												x	x	x				
Travaux d'aménagement terrestres																x	x	x
Finalisation de l'emplacement																x	x	
Mise en place de grues fixes portuaires																		x

Source : SMPD, 2018

8 Coûts estimatifs



8.1 Coût estimatif du projet de parc éolien en mer

Pour ce périmètre d'intervention, le coût du projet s'élève à environ 1 800 millions d'euros HT.

8.2 Coût estimatif du projet de raccordement

Le coût total du projet à la charge de RTE est évalué à 200 millions d'euro HT (aux conditions économiques d'octobre 2016) répartis comme suit :

- ▶ 100 millions d'euros pour la partie terrestre ;
- ▶ 100 millions d'euros pour la partie en maritime.

8.3 Coût estimatif de la base d'exploitation et de maintenance de Dieppe

Le coût du projet de la base d'exploitation et de maintenance de Dieppe s'élève à environ 8,4 millions d'euros HT aux conditions économiques de janvier 2017.