



Co-financed by the European Union
Connecting Europe Facility



Demande d'investissement effectuée par
L'interconnecteur GridLink Ltd
à l'attention de
la Commission de la Réglementation de l'Energie (CRE)

Février 2020

Sommaire

1. SYNTHÈSE ET INTRODUCTION	8
1.1. Objet de ce document	8
1.2. Synthèse	9
1.3. Présentation du projet	11
1.4. Conseillers externes	15
2. DEMANDE D'INVESTISSEMENT	16
2.1. Participants du projet	16
3. CADRE RÉGLEMENTAIRE	17
3.1. Législation applicable	17
3.2. Projet d'Intérêt Commun	18
3.3. Demande d'investissement	18
3.4. Portée de la décision d'allocation du coût	19
3.5. Mécanisme d'incitation	19
3.6. Maturité suffisante	19
3.7. Coopération entre les ARN	20
3.8. Statut prioritaire pour les projets PIC	21
4. CRITÈRES D'ÉLIGIBILITÉ ET LISTE DE CONTRÔLE	22
4.1. Informations requises pour une demande d'investissement	22
4.2. Contenu recommandé pour une demande d'investissement	22
4.3. Promoteur de projet	23
4.4. Analyse coûts-bénéfices	23
4.5. Précision des estimations de coût en capital et coût d'exploitation	24
4.6. Maturité suffisante	24
4.7. Consultation avec les GRT concernés	24
4.8. Calendrier de mise en service	25
4.9. Modèle des données résumées	25
4.10. Liste de contrôle de l'exhaustivité	25
4.11. Désignation d'une ARN de coordination	26
5. PROJETS D'INTÉRÊT COMMUN	28
5.1. Procédure de sélection de PIC	28
5.2. Corridor prioritaire NSOG	28
5.3. Adoption et entrée en vigueur	30

5.4.	Exemples de la façon dont GridLink va assurer les objectifs politiques	30
5.5.	Financement par subvention de l'Union européenne	34
5.6.	Besoin de capacité supplémentaire d'interconnecteur – Lecture sélectionnée	35
6.	LICENCE D'INTERCONNECTEUR ET CERTIFICATION DES GRT	41
6.1.	Régime de licence	41
6.2.	Certification des GRT	42
6.3.	Licence d'interconnecteur en Grande-Bretagne	43
6.4.	Licence d'Interconnecteur en France	43
7.	ACCORDS DE RACCORDEMENT AU RÉSEAU	44
7.1.	Accord de raccordement au réseau – Grande-Bretagne	44
7.2.	Sélection du point de raccordement au réseau en Grande-Bretagne	44
7.3.	Accord de raccordement au réseau français	48
7.4.	Sélection du point de raccordement au réseau en France	50
7.5.	Coûts de raccordement au réseau	52
8.	ACCORDS DE DÉVELOPPEMENT ET PERMIS ENVIRONNEMENTAUX.....	57
8.1.	Notification préalable à la demande dans le cadre des Réglementations TEN-E	57
8.2.	Accords de développement et permis en France	58
8.3.	Accords de développement et permis en Grande-Bretagne	59
8.4.	Évaluation de l'impact environnemental (EIE) et procédures de sélection/cadrage	61
8.5.	Sites NATURA 2000 potentiellement affectés par le projet	66
8.6.	Calendrier d'octroi de permis	74
9.	TRANSMISSION D'ÉLECTRICITÉ HAUTE TENSION	75
9.1.	Avantages de la transmission en courant continu à haute tension	75
9.2.	Coûts d'investissement réduits	75
9.3.	Pertes résistives réduites	75
9.4.	Fourniture de puissance réactive	76
9.5.	Coûts d'exploitation réduits	77
9.6.	Meilleure contrôlabilité	78
9.7.	Raccords asynchrones	78
9.8.	Protection contre les courts-circuits	78
10.	STATIONS DE CONVERSION CC HT	79
10.1.	Technologie de station de conversion	79
10.2.	Configurations des convertisseurs	81
10.2.1.	Configuration en monopole	81
10.2.2.	Monopole symétrique	83
10.2.3.	Agencement bipolaire	84

10.2.4.	Interconnecteur multi terminaux (dérivations en parallèle et en série).....	85
10.2.5.	Résumé des configurations de convertisseurs.....	86
10.3.	Capacité de transfert de puissance	86
10.4.	Principaux composants d'une station de conversion	88
10.5.	Convertisseurs commutés en ligne	90
10.5.1.	Convertisseurs à source de tension	91
10.5.2.	Capacité de surcharge.....	93
10.5.3.	Protection contre les surtensions	93
10.6.	Agencement et dimensions de la station de conversion	94
10.7.	Contrôle et protection du système.....	99
10.7.1.	Contrôle du système	99
10.7.2.	Protection du système	101
10.8.	Performances opérationnelles	103
10.8.1.	Pertes de CC HT.....	103
10.8.2.	Bruit.....	104
10.8.3.	Champs magnétiques.....	104
10.8.4.	Fiabilité et Disponibilité	105
10.8.5.	Arrêts de maintenance planifiés.....	106
10.8.6.	Arrêts de maintenance imprévus	106
10.9.	Considérations d'utilisation et de maintenance	107
10.9.1.	Alimentations électriques et consommation personnelle	107
10.9.2.	Soupapes de convertisseur.....	108
10.9.3.	Refroidissement du convertisseur	108
10.9.4.	Protection incendie.....	109
10.10.	État actuel de la technologie	110
11.	TECHNOLOGIE DES CÂBLES SOUS-MARINS HVDC.....	112
11.1.	Évolution du développement des câbles CC HT.....	112
11.2.	Câbles d'alimentation CC HT	114
11.3.	Installation des câbles CC HT.....	119
11.3.1.	Installation terrestre.....	119
11.3.2.	Installation de câbles sous-marins	121
11.4.	Systèmes de protection des câbles	123
11.5.	Câblage simple ou groupé	124
11.6.	Détection des défauts.....	126
11.6.1.	Câbles à fibre optique.....	126
11.6.2.	Réfectomètre du domaine temporel (TDR).....	126

11.7.	Entretien périodique de routine.....	127
11.8.	Tension de fonctionnement des câbles XLPE et MI.....	128
11.9.	Capacité de transfert d'énergie	129
11.10.	Pertes de ligne	133
11.11.	Coûts des matières premières.....	134
11.12.	Coûts du cycle de vie	134
11.13.	Fiabilité et disponibilité	136
11.14.	Temps de réparation de câble.....	139
11.14.1.	Câble terrestre	139
11.14.2.	Câble offshore.....	139
11.15.	Pièces de rechange.....	142
11.16.	Liste des projets d'interconnexion utilisant des câbles XLPE et MI	143
12.	CHOIX DE LA TECHNOLOGIE	147
12.1.	Options de conception alternatives.....	147
12.2.	Sélection de la technologie du convertisseur (VSC ou LCC).....	147
12.3.	Configuration de pôle (Monopolaire ou Bipolaire)	151
12.4.	Contraintes environnementales (bipolaire ou monopolaire)	151
12.5.	Pertes des convertisseurs (bipolaires contre monopolaires).....	152
12.6.	Coûts des arrêts forcés (bipolaire contre monopolaire) [XX].....	153
12.7.	Coûts du foncier (bipolaires contre monopolaires).....	153
12.8.	Coûts en capital (bipolaire contre monopolaire)	153
12.9.	Conclusion - Configuration bipolaire contre monopolaire.....	154
12.10.	Sélection de la technologie du câble.....	154
13.	CONSIDÉRATIONS RELATIVES À LA CHAÎNE D'APPROVISIONNEMENT	160
13.1.	Dimension du marché.....	160
13.2.	Principaux fournisseurs de convertisseurs et de câbles CC HT	160
13.3.	Développements récents sur le marché des interconnecteurs	161
13.4.	Prévisions de l'offre et de la demande de câbles	162
13.5.	Commentaires des fournisseurs.....	163
13.6.	Engagement permanent avec les fournisseurs.....	164
14.	DESCRIPTION DU PROJET	166
14.1.	Aperçu du projet.....	166
14.2.	Historique du projet	167
14.3.	Tracé du câble sous-marin	169
14.4.	Atterrissage et traversée de terre en France	172
14.5.	Atterrissage et traversée de rivage en Grande Bretagne	173

14.6.	Aménagement du site de la station de conversion en France	177
14.7.	Aménagement du site de la station de conversion en Grande Bretagne	180
14.8.	Tracé des câbles terrestres en France	183
14.9.	Construction de tranchées en France.....	187
14.10.	Tracé des câbles terrestres en Grande Bretagne	189
14.11.	Conception d'un bâtiment pour le convertisseur.....	192
14.12.	Transport routier	193
14.13.	Pose du câble sous-marin.....	194
14.14.	Tracé du câble sous-marin	198
14.15.	Croisements des pipelines et des câbles en mer	211
14.16.	Accords pour le croisement, la proximité et la découpe	212
14.17.	Évaluation du risque lié à la profondeur d'enfouissement des câbles	212
14.18.	Spécifications techniques détaillées.....	212
15.	IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX	213
15.1.	Impacts environnementaux potentiels.....	213
15.2.	Sites environnementaux protégés.....	215
16.	SITE INTERNET DE LA SOCIÉTÉ	220
16.1.	Adresse et contenu du site Internet	220
16.2.	Page Web pour la procédure de consultation publique.....	222
17.	CONSULTATIONS PUBLIQUES ET INFORMATIONS PUBLIQUES	224
17.1.	Consultations publiques en France	224
17.2.	Consultations publiques en Grande-Bretagne.....	227
17.3.	Plan d'implication des parties prenantes	230
18.	ACCORDS AVEC LES PROPRIÉTAIRES FONCIERS	232
18.1.	Accords terrestres FR.....	232
18.2.	Accords terrestres en Grande-Bretagne	233
18.3.	Autorisations maritimes FR.....	234
18.4.	Autorisations maritimes GB	234
19.	STRATÉGIE D'ACHAT	236
19.1.	Contrat EPC et marchés par lots.....	236
19.2.	Nombre de Lots.....	236
19.3.	Limite des batteries - Terrestre versus Maritime	237
19.4.	Contrats d'entretien, de réparation et de pièces de rechange	237
19.5.	Spécifications fonctionnelles.....	238
19.6.	Procédure d'appel d'offres	238
19.7.	Études préalables à l'appel d'offres	239

19.8.	Coordination avec les procédures d'autorisation	240
19.9.	Contenu local	240
19.10.	Formation et développement des compétences	240
19.11.	Encourager l'innovation	240
20.	DÉPENSES D'INVESTISSEMENT ET FRAIS D'EXPLOITATION	242
20.1.	Résumé des coûts du projet	242
20.2.	Estimation des dépenses	243
21.	ANALYSE COÛTS-BÉNÉFICES	248
21.1.	Aperçu	248
21.2.	Bénéfices économiques : B1 – B10	249
21.3.	B1 : Résultats en matière de bien-être socio-économique	249
21.4.	B2 : Émissions de CO2	254
21.5.	B4 : Absence d'émissions de CO2.....	257
21.6.	Bénéfices B5-B8.....	258
21.7.	B9 Évitement des frais de renouvellement ou de remplacement.....	258
21.8.	B10 Réserves de réacheminement	258
21.9.	Niveau optimal de capacité de l'interconnecteur à la frontière GB-FR	259
21.10.	Recommandations du groupe d'experts	260
21.11.	Réalisation des objectifs en matière de changement climatique	263
21.12.	TYNDP 2018 : Résultats SEW	264
21.13.	Impact sur les tarifs	272
21.14.	Impact sur la concurrence	272
21.15.	Impact sur le mécanisme ITC.....	272
21.16.	Consultation avec les GRT	272
21.17.	Réponses des GRT et actions qui en découlent	273
21.18.	Présentation des résultats de l'ACB aux ARN	275
21.19.	Données sous forme de tableur	275
22.	PLAN DE FINANCEMENT	276
22.1.	Sources de fonds et exigences de financement.....	276
22.2.	Décision finale d'investissement et clôture financière.....	278
23.	BUSINESS PLAN	279
23.1.	Contenu du plan d'activité.....	279
23.2.	Projections de la demande	279
23.3.	Rentabilité et viabilité financière	280
23.4.	Identification de la solution de financement privilégiée.....	283
23.5.	Un calendrier détaillé de développement du projet.....	283

24. RISQUES ET ATTÉNUATION DES RISQUES.....	286
24.1. Vue d'ensemble des risques	286
24.2. Risques commerciaux.....	288
24.3. Risques technologiques.....	295
24.4. Risques liés aux marchés publics.....	296
24.5. Autorisation des risques.....	297
24.6. Considérations liées au Brexit	298
25. PROPOSITION DE RÉPARTITION DES COÛTS TRANSFRONTALIERS.....	300
26. ANNEXES.....	302

1. SYNTHÈSE ET INTRODUCTION

1.1. Objet de ce document

Ce document est une demande d'investissement effectuée par GridLink Interconnector Limited (« GridLink ») conformément à l'Article 12(3) de la réglementation 347/2013 concernant un interconnecteur électrique de 1 400 MW en courant continu et à haute tension entre la Grande-Bretagne et la France.

GridLink est un Projet d'Intérêt Commun (PIC) européen (initialement adopté en 2017 sur la Troisième liste des PIC et maintenant sur la Quatrième liste des PIC publiée dans le JOUE le 11 mars 2020¹) et il est par conséquent un promoteur de projet éligible dans le cadre des règlements TEN-E pour effectuer cette demande d'investissement.

La demande d'investissement a été initialement soumise par les Autorités réglementaires nationales du Royaume-Uni, le Bureau des Marchés du Gaz et de l'Électricité (Ofgem) en France, et la Commission de la Régulation de l'Énergie (CRE) en novembre 2020. À la suite de la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne le 31 décembre 2020, le Royaume-Uni n'est plus un Etat membre. L'Autorité réglementaire nationale française a demandé le retrait de la demande d'investissement et l'a resoumise uniquement à L'Autorité réglementaire nationale française.

Cette demande d'investissement est adressée à la Commission de la Régulation de l'Énergie (CRE) en France. Cette demande d'investissement est soumise dans la langue de travail de la CRE (français) sur papier et au format électronique avec des justificatifs. Un exemplaire en anglais a été transmis à l'Ofgem. Un deuxième exemplaire en anglais a été fourni à la CRE pour transmission ultérieure à l'Agence de Coopération des Régulateurs de l'Énergie (ACER).

Cette demande d'investissement vise une décision d'allocation des coûts transfrontaliers pour le projet conformément à l'Article 12 des règlements TEN-E.

¹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=OJ%3AL%3A2020%3A074%3ATOC>

1.2. Synthèse

GridLink est un nouvel interconnecteur électrique de 1 400 MW proposé entre la Grande-Bretagne et la France qui génèrera des bénéfices substantiels en matière économique, sociale et de bien-être en France, en Grande-Bretagne et en Europe, apportant une contribution importante à l'atteinte des objectifs relatifs au changement climatique et soutenant la relance verte européenne par rapport aux impacts économiques du COVID-19.

Une fois opérationnel, GridLink jouera un rôle vital dans l'intégration avancée du marché énergétique européen, fournissant de l'énergie fiable et abordable pour tous. GridLink améliorera l'intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique européen qui offre des bénéfices importants en matière économique et environnementale et aidera la France et la Grande-Bretagne à atteindre les objectifs relatifs au changement climatique auxquels ces deux pays se sont engagés. Enfin, GridLink assurera une intégration accrue du marché et de la concurrence dans la fourniture d'électricité, finalement au bénéfice des consommateurs d'électricité.

GridLink est un projet unique en raison de la faible longueur de son câble sous-marin (seulement 146 km) et de ses points de raccordement rationnels dans chaque pays qui minimisent les contraintes sur le réseau et les problèmes de renforcement du réseau. La combinaison de ces caractéristiques techniques uniques avec le développement bien exécuté, l'adoption de choix technologiques éprouvés et ses bénéfices socio-économiques et politiques étendus font de GridLink un projet d'infrastructure transfrontalière unique et convaincant.

Comme cela est démontré tout au long de cette demande d'investissement, GridLink est maintenant à un stade de développement avancé :

- ✓ l'acquisition de terrains en France et en Grande-Bretagne est achevée à 100% pour le trajet du câble et le site des stations de conversion ;
- ✓ des accords de raccordement ont été conclus en France et en Grande-Bretagne avec une consultation étendue entreprise avec les GRT respectifs concernant les travaux de raccordement ;
- ✓ des études techniques complètes à terre et offshore ont été réalisées pour vérifier le trajet prévu du câble et pour évaluer ses impacts environnementaux potentiels ;
- ✓ des procédures d'autorisations en France et en Grande-Bretagne sont en cours (à la suite des reconnaissances relatives des autorités compétentes), des consultations publiques ayant été achevées au Royaume-Uni et en France en octobre 2020 ;
- ✓ une analyse approfondie des coûts et des bénéfices (en cohérence avec la méthodologie TYNDP ACB) a été effectuée, en tenant compte de l'impact du COVID-19 et du Brexit, et en démontrant la viabilité économique du projet dans plusieurs scénari différents ;
- ✓ inclus dans les plans de développement du réseau d'ENGRT-E, RTE et National Grid, avec des résultats positifs dans le cadre de TYND-2020 publiés en septembre 2020 ;
- ✓ décision de principe d'attribution d'un programme de rémunération « plafond et plancher » (Cap & Floor) (évaluation du projet initial) par Ofgem en 2018 ;
- ✓ attribution d'une subvention de 15 M€ de Connecting Europe Facility ; et
- ✓ processus d'appel d'offres lancé pour les principaux contrats de construction du projet avec les offres du premier tour prévues en Q4 2020. Tous les principaux fournisseurs sont préqualifiés et participent à l'appel d'offres.

Les principales conclusions de l'analyse coûts-bénéfices approfondie de GridLink sont :

- ✓ il est possible d'installer une capacité d'interconnexion supplémentaire de 1 400 MW entre la Grande-Bretagne et la France à compter de 2025 (conclusion rappelée par l'évaluation des options du réseau relatives aux interconnecteurs par National Grid en 2020, les futurs scénari pour l'énergie par National Grid en 2020 et plus récemment le projet TYNDP 2020 d'ENGRT-E) ; et
- ✓ GridLink offre des bénéfices net socioéconomiques positifs de 1 054 M€ en Europe dans le scénario central et assure des performances économiques solides dans les scénari élevé et faible.

GridLink a atteint plusieurs jalons de développement critiques qui démontrent sa viabilité et sa délivrabilité en tant que projet majeur d'infrastructure transfrontalière. GridLink cherche maintenant un soutien réglementaire pour sa construction et son exploitation – comme cela est encouragé grâce au programme de rémunération « plafond et plancher » (Cap & Floor) en Grande-Bretagne et encouragé par l'ACER grâce à l'application des réglementations européennes existantes – afin de lui permettre d'obtenir le financement requis pour mettre en place le projet.

Bien que GridLink ait reçu l'accord en Grande-Bretagne dans le cadre du programme de rémunération « plafond et plancher » de l'Ofgem, la seule voie actuellement disponible pour que GridLink obtienne un soutien réglementaire en France passe par cette demande d'investissement. Un soutien réglementaire en totalité pour GridLink lui permettrait d'obtenir le financement nécessaire pour parvenir au bouclage financier et au final offrir les bénéfices apportés par le projet.

La suite de cette demande d'investissement fournit une présentation complète du projet GridLink ainsi que toutes les informations requises et recommandées pour être fournies dans la soumission d'une demande d'investissement.

1.3. Présentation du projet

Figure 1 : Trajet du câble offshore et stations de conversion de GridLink



Tableau 1 : Résumé des principales caractéristiques du projet

	Grande-Bretagne	France
Atterrage du câble	Kingsnorth	Port De Dunkerque
Sous-station à terre	Kingsnorth	Warande
Distance du point d'atterrage à la station de conversion	0,1 km	14 km
Distance de la station de conversion à la sous-station	1,5 km	3 km
Nombre de propriétaires terriens	3	1
Accord de raccordement au réseau	Oui	Oui
Acquisition de terrains	100% achevée	100% achevée
Longueur de câble offshore	146 km (108 km en Grande-Bretagne et 38 km en France)	
Nombre de câbles offshore	2 x 700MW IM, regroupés avec un câble en fibre optique et posés dans une tranchée unique	
Stations de conversion	1400 MW VSC @ 525kV. Configurée en monopôle	
Etude de l'itinéraire offshore	100% achevée	
Etude de l'itinéraire du câble à terre	100% achevée	

GridLink est un nouvel interconnecteur électrique de 1 400 MW encourant continu et à haute tension entre Kingsnorth au Royaume-Uni et Warande en France.

La construction du projet va nécessiter environ 36 mois. Le bouclage financier est programmé pour décembre 2021 et l'exploitation commerciale en décembre 2024. Les principales caractéristiques du projet sont :

- convertisseur à source de tension (VSC) de 1 400 MW
- 2 câbles de 525 kV imprégnés dans la masse (IM)
- longueur de 140 km de câble offshore, deux câbles sous-marins dans une tranchée unique
- 14 km de longueur de câble totale à terre
- coût du projet de 997 M€ (889 M£) (nominal 2019)

Un résumé des principales caractéristiques du projet GridLink est présenté dans le Tableau 1.

Le projet apporte des bénéfices socioéconomiques substantiels en France, en Grande-Bretagne et en Europe :

- bénéfices nets socioéconomiques européens de 1 054 M€ (938 M£) dans le scénario central de GridLink.
- réduction nette des émissions de CO₂ – une réduction moyenne des émissions de 500 000 tonnes/an pendant 25 ans
- meilleure intégration au marché avec environ 12TWh/an de capacité supplémentaire de transmission entre la France et le Royaume-Uni
- réduction limitée de la consommation d'électricité générée à partir des sources d'énergie renouvelable
- flexibilité et stabilité améliorées du système de transmission avec un soutien auxiliaire supplémentaire plus rapide et des outils de gestion du réseau plus réactifs
- congestion réduite du réseau et coûts inférieurs de gestion des congestions
- adéquation améliorée de la production et sécurité d'approvisionnement améliorée; et
- durabilité/réduction des émissions améliorées, en particulier des gaz à effet de serre

GridLink est à un stade de développement avancé et a lancé les procédures d'autorisations en France et au Royaume-Uni.

Jalons de développement atteints en France :

- Accord de raccordement au réseau avec RTE (capacité ferme d'import/export de 1 400 MW) ;
- Acquisition de terrains en France 100% achevée. Accord optionnel avec Port de Dunkerque pour le site de conversion et la totalité des 14 km de trajet du câble à terre ;
- Etudes géophysique et géotechnique à terre achevée ;
- Etudes offshore dans les eaux territoriales françaises achevée ;
- Etudes archéologique offshore de la DRASSM achevée ;
- Consultations préalables de la Commission nationale du débat public (CNDP) achevées, rapport Garant émis et dossier des enseignements de GridLink publié – aucune réclamation reçue ;
- Procédure de déclaration d'intention de commencement des travaux (DICT) achevée ;
- Études environnementales saisonnières achevées ; et
- Consultations publiques pour la demande de planification achevées – aucune réclamation reçue

Jalons de développement atteints en Grande-Bretagne :

- Licence d'interconnecteur accordée par Ofgem ;
- Accord de principe pour le programme de rémunération « plafond et plancher » accordé par Ofgem ;
- Accord de raccordement au réseau avec National Grid (capacité ferme d'import/export de 1 400 MW) ;
- Acquisition de terrains en Grande-Bretagne 100% achevée
 - Accord optionnel avec Uniper pour le site de conversion et le trajet du câble à terre
 - Accord optionnel avec The Crown Estate pour le câble offshore dans les eaux territoriales britanniques
 - Accord optionnel avec Ports de Peel pour le câble côtier dans l'estuaire de Medway
- Études environnementales saisonnières achevées ;
- Etudes géophysique et géotechnique à terre achevées ;
- Etude offshore dans les eaux territoriales britanniques achevée ;
- Revue des avis reçus de la Marine Management Organisation (MMO) et du Conseil de Medway – aucun problème important identifié ; et
- Consultations publiques pour la demande de planification achevées – aucune réclamation reçue.

Autres jalons majeurs :

- Attribution statut PIC dans la 3ème liste des PIC (novembre 2017), statut de PIC confirmé dans la 4ème liste des PIC (novembre 2019) ;
- Plans de développement de réseau : inclus dans TYNDP 2020, TYNDP 2018, Schéma décennal de développement du réseau 2018 de RTE et Déclaration décennale de National Grid de 2018 ;
- Les autorités compétentes en Grande-Bretagne (Marine Management Organisation) et France (Ministère de la Transition écologique et solidaire) ont confirmé que GridLink est suffisamment mature pour effectuer sa demande de permis ; et
- Procédure d'appel d'offres publiée au JOUE pour les contrats de construction majeurs – tous les fabricants majeurs de câbles et de convertisseurs sont préqualifiés, ont confirmé qu'ils soumettront une offre et qu'ils peuvent se conformer au programme de construction de GridLink.

Calendrier de développement du projet :

- septembre 2020 Demandes d'autorisations et de permis de développement en Grande-Bretagne
- novembre 2020 Demandes d'autorisations et de permis de développement en France
- décembre 2020 Licence maritime octroyée (Grande-Bretagne)
- janvier 2021 « Outline Planning Permission » octroyée (Grande-Bretagne)
- avril 2021 Certification GRT Grande-Bretagne et France
- juillet 2021 Contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction attribués pour le système de câble CC HT et la licence des stations de conversion de GRT en France
- août 2021 Autorisation environnementale octroyée (France)
- septembre 2021 Droits d'utilisation de l'espace publique maritime octroyés (France)
Permis de construction octroyé (France)
Domaines réservés de l'esquisse du permis de planification achevés (Grande-Bretagne)
Toutes les autorisations et permis nécessaires obtenus (Grande-Bretagne et France)
- novembre 2021 Approbation du système de réglementation par les ARN (Grande-Bretagne et France)
- décembre 2021 Décision finale sur l'investissement
Début de construction
- juin 2024 Mise en service
- décembre 2024 Date d'exploitation commerciale

La construction du projet va nécessiter environ 36 mois. La clôture financière est prévue pour décembre 2021 et l'exploitation commerciale en décembre 2024.

1.4. Conseillers externes

Le développement du projet est soutenu par les experts et les consultants listés dans le Tableau 2.

Tableau 2 : liste de conseillers

Domaine	Conseiller
Conseillers techniques	Intertek, WSP, Petrofac, Arup, TNEI, MDM, GHD, CC HT Tech, Power Sure, Power Cable Consulting et Direct Current Consulting
Conseillers juridiques	DLA Piper, Herbert Smith Freehills
Permis et environnement	Arcadis (France), AECOM (GB)
Analyse coûts-bénéfices	Afry (anciennement Poyry), Baringa Partners, Tractabel
Conseillers financiers	
Conseillers en assurance	AON
Communauté et relations publiques	BECG

GridLink a tenu des consultations approfondies avec des fabricants des équipements d'origine (OEM) et des entreprises de construction qui peuvent être des fournisseurs potentiels du projet, notamment par ordre alphabétique : [REDACTED]

2. DEMANDE D'INVESTISSEMENT

Ce document est une demande d'investissement effectuée par GridLink Interconnector Limited (« GridLink ») conformément à l'Article 12(3) de la Réglementation 347/2013 concernant un interconnecteur électrique en courant continu et à haute tension de 1 400 MW entre la Grande-Bretagne et la France.

GridLink Interconnector Limited est totalement détenue par iCON Infrastructure Partners III LP.

GridLink a initialement été adoptée comme un Projet d'Intérêt Commun en 2017 conformément à la Réglementation déléguée de la Commission (UE) 2018/540 du 23 novembre 2017 « La Liste des Projets d'intérêt commun de l'UE ». La Réglementation déléguée a été publiée au Journal Officiel de l'Union européenne (JOUE) le 6 avril 2018 et est entrée en vigueur le 26 avril 2018 (la Troisième liste des PIC). GridLink a maintenu son statut comme un Projet d'Intérêt Commun dans la Quatrième liste des PIC entrée en vigueur après la publication au JOUE le 11 mars 2020².

L'Autorité réglementaire nationale à laquelle cette demande d'investissement est adressée est Commission de la Réglementation de l'Energie (CRE) en France.

Cette demande d'investissement vise à obtenir une décision d'allocation des coûts transfrontaliers pour le projet.

2.1. Participants du projet

GridLink Interconnector Limited est une société anonyme à responsabilité limitée enregistrée en Angleterre et au Pays de Galles créée le 16 mai 2016 sous le numéro d'enregistrement 10181689, dont le siège est sis au 25 East Street, Bromley, BR1 1QE, Grande-Bretagne et elle est le promoteur du projet. Le certificat de constitution de GridLink est fourni en Annexe 1.

GridLink est détenue en totalité par iCON Infrastructure Partners III LP (« iCON III »), un fond d'infrastructure exclusivement géré et conseillé par iCON Infrastructure LLP (« iCON »).

iCON est un groupe d'investissement indépendant gérant plus de 4,3 milliards d'euros d'actifs et focalisé sur l'investissement dans les actifs d'infrastructure de grande qualité en Europe et en Amérique du Nord. iCON III a effectué sa levée de fonds en avril 2015 avec plus de 800 millions d'euros en capital engagé. iCON a récemment effectué une nouvelle levée de fonds dans son fonds le plus récent, iCON Infrastructure Partners V, LP avec plus de 1,9 milliard d'euros de capital engagé de ses investisseurs. Les investisseurs d'iCON comprennent des fonds de pension reconnus au niveau mondial, des gestionnaires d'actifs et des compagnies d'assurance du Royaume-Uni, d'Europe, des États-Unis, du Canada, du Moyen-Orient et d'Asie. Des informations supplémentaires sur iCON sont disponibles sur le site internet d'iCON³.

² <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=OJ%3AL%3A2020%3A074%3ATOC>

³ <https://www.iconinfrastructure.com/about-us/>

3. CADRE RÉGLEMENTAIRE

3.1. Législation applicable

Le Troisième paquet énergétique a été adopté par le Parlement européen et le Conseil de l'Union européenne en septembre 2009. L'objectif principal de cette législation était d'ouvrir les marchés du gaz et de l'électricité à la concurrence au sein de l'Union européenne.

Le Troisième paquet énergétique est composé de deux Directives et de trois Réglementations :

- **Directive 2009/72/EC** concernant les règles communes pour le marché interne de l'électricité et abrogeant la Directive 2003/54/EC ;
- **Directive 2009/73/EC** concernant les règles communes pour le marché interne du gaz naturel et abrogeant la Directive 2003/55/EC
- **Réglementation (CE) N° 714/2009** sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant la Réglementation (CE) N° 1228/2003
- **Réglementation (CE) N° 715/2009** sur les conditions d'accès aux réseaux de transmission de gaz naturel et abrogeant la Réglementation (CE) N° 1775/2005
- **Réglementation (CE) N° 713/2009** du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 établissant une Agence pour la Coopération des Régulateurs d'Énergie

La Commission européenne a reconnu qu'afin d'atteindre ses objectifs pour le changement climatique et la réduction des émissions, en plus d'accroître la concurrence il était nécessaire de faire des investissements importants dans les infrastructures énergétiques. Afin d'assurer le développement dans les meilleurs délais de l'infrastructure nécessaire et du cadre réglementaire d'accompagnement pour atteindre ces objectifs, la Commission a introduit une nouvelle réglementation, la Réglementation (CE) 347/2013, ladite Réglementation TEN-E (Réseaux transeuropéens – Énergie). La Réglementation a été adoptée le 21 mars 2013 et est entrée en vigueur le 1^{er} juin 2013.

La Réglementation identifie neuf corridors prioritaires au sein de l'Union européenne qui présentent un besoin urgent de développement de nouvelles infrastructures d'électricité et de gaz. Les États membres proposent des « Projets d'intérêt commun » (projets PIC) au sein de ces corridors qui apporteront une contribution importante en vue de l'atteinte des objectifs de l'Union relatifs au changement climatique et à la politique énergétique.

La Réglementation TEN-E donne aux projets PIC un statut prioritaire, l'accès à une procédure de permis rationalisée, et en ce qui concerne les infrastructures transfrontalières, permet aux Autorités réglementaires nationales (ARN) concernées de déterminer une allocation transfrontalière des coûts à la suite de la réception d'une demande d'investissement. Dans la mesure où les coûts d'investissement effectivement supportés ne peuvent pas être récupérés par un revenu de congestion ou d'autres charges, la Réglementation prévoit que ces coûts soient récupérés par les tarifs du réseau dans ces États membres.

Dans le cas où les ARN concernées sont incapables de s'accorder sur une décision concernant une demande d'investissement ou sont incapables de s'accorder sur une décision dans le délai indiqué, la décision sur la demande d'investissement doit être prise par l'Agence de Coopération des Régulateurs de l'Énergie (ACER) et cette décision est exécutoire pour les ARN.

Une description des dispositions pertinentes des Réglementations relatives à une demande d'investissement est présentée ci-dessous.

3.2. Projet d'Intérêt Commun

Les dispositions de la Réglementation 347/2013 sont applicables aux Projets d'intérêt commun. L'Article 2(4) de la Réglementation 347/2013 définit un Projet d'Intérêt Commun comme :

« un projet nécessaire pour mettre en œuvre les corridors et les zones prioritaires d'infrastructures énergétiques présentés en Annexe I et qui fait partie de la liste des Projets d'intérêt commun de l'Union mentionné dans l'Article 3 ; »

L'Article 3(4) de la Réglementation prévoit que la liste des projets PIC de l'Union soit établie par un acte délégué de la Commission :

« La Commission doit être habilitée à adopter des actes délégués conformément à l'Article 16 qui établissent la liste des Projets d'intérêt commun de l'Union (« liste de l'Union »), conformément au deuxième paragraphe de l'Article 172 du TFEU. La liste de l'Union doit revêtir la forme d'une annexe à cette Réglementation. »

3.3. Demande d'investissement

L'Article 12(3) de la Réglementation 347/2013 indique que quand un Projet d'Intérêt Commun a atteint une maturité suffisante, le promoteur du projet doit soumettre une demande d'investissement à l'ARN concernée. L'article précise également les informations qui doivent être fournies par le promoteur du projet pour accompagner la demande d'investissement :

« Dès qu'un tel projet a atteint une maturité suffisante, les promoteurs de projet, après avoir consulté les GRT des États membres auxquels le projet fournit un impact positif net important, doit soumettre une demande d'investissement. Cette demande d'investissement doit inclure une demande d'allocation de coût transfrontalier et doit être soumise à toutes les Autorités réglementaires nationales concernées, accompagnée de :

- a) une analyse des coûts-bénéfices spécifique au projet cohérente avec la méthodologie mise en place conformément à l'Article 11 et tenant compte des bénéfices au-delà des frontières de l'État membre concerné ;*
- b) un business plan évaluant la viabilité financière du projet, notamment la solution de financement retenue, et, pour un Projet d'Intérêt Commun qui entre dans le cadre de la catégorie mentionnée en Annexe II.2, les résultats des tests du marché ; et*
- c) si les promoteurs de projet en conviennent, une proposition étayée d'allocation de coût transfrontalier.*

Si un projet est encouragé par plusieurs promoteurs de projet, ils doivent soumettre leur demande d'investissement conjointement. »

L'Article 12(3) requiert également d'une ARN à réception d'une demande d'investissement de transmettre rapidement une copie de la demande d'investissement à l'ACER.

3.4. Portée de la décision d'allocation du coût

L'Article 12 (6) de la Réglementation 347/2013 prévoit que l'ARN des États membres concernés, ou l'ACER le cas échéant, alloue les coûts d'investissement effectivement subis d'un Projet d'Intérêt Commun entre les États membres, et dans la mesure où ces coûts ne peuvent pas être récupérés par un revenu de congestion ou d'autres charges, prévoit qu'ils soient récupérés auprès des utilisateurs du réseau par les tarifs d'accès au réseau dans ces États membres.

En ce qui concerne l'horizon temporel sur lequel l'allocation du coût doit s'appliquer, dans sa directive du 5 février 2015 intitulée « Directive ENSTO-E pour l'analyse coûts-bénéfices des projets de développement de réseau »⁴ ENGRT-E recommande d'utiliser une durée de vie de service de 25 ans pour les actifs de transmission. Cette recommandation a été approuvée par la Commission européenne et l'ACER⁵ et a été adoptée par l'Ofgem et la CRE dans leurs décisions réglementaires⁶.

3.5. Mécanisme d'incitation

L'Article 13 (1) de la Réglementation 347/2013 stipule que lorsqu'un promoteur de projet subit des risques accrus pour le développement, la construction, l'exploitation ou la maintenance d'un Projet d'Intérêt Commun en comparaison avec les risques normalement encourus par un projet d'infrastructure comparable, les ARN doivent s'assurer que des incitations appropriées sont octroyées à ce projet.

L'Article 13(2) indique que les risques éligibles doivent notamment inclure les nouvelles technologies de transmission, à terre comme offshore, les risques relatifs à la récupération des coûts et les risques relatifs au développement.

L'Article 13(7) indique que lorsque les incitations pour les projets PIC ne sont pas suffisantes pour assurer la mise en œuvre dans les meilleurs délais d'un projet PIC, la Commission peut produire des directives concernant les incitations qui doivent être proposées.

Lorsque les ARN transmettent une demande d'investissement à l'ACER, l'Article 8(1) de la Réglementation 713-2009 indique que « *Pour l'infrastructure transfrontalière, l'Agence doit décider sur les questions réglementaires qui entrent dans la compétence des Autorités réglementaires nationales* ».

3.6. Maturité suffisante

L'Article 12(3) de la Réglementation 347/2013 indique que quand un Projet d'Intérêt Commun a atteint une maturité suffisante le promoteur de projet doit soumettre une demande d'investissement à l'ARN concernée. L'article ne donne toutefois pas une définition de ce que signifie une « maturité suffisante ». La Recommandation de l'ACER N° 05/2015, dans la section 1.2, donne cependant

⁴ Directive ENGRT-E : <https://docstore.enGRTe.eu/Documents/SDC%20documents/TYNNDP/ENGRT-E%20cost%20benefit%20analyse%20approved%20by%20the%20European%20Commission%20on%204%20février%202015.pdf>

⁵ https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agencje/Opinions/Opinions/ACER%20Opinion%2001-2014.pdf

⁶ Exemples de projets d'interconnecteur avec des programmes réglementaires de 25 ans : Inelfe, Baie de Biscaye, Nemo, Viking Link, IFA2 & NSL

utilement une définition. Cette recommandation indique que du point de vue de l'Agence un projet « suffisamment mature » est un projet qui répond à l'ensemble des critères suivants :

1. *Réaliser l'Analyse coûts-bénéfices conformément à l'Annexe 1 de la Recommandation et avoir une certitude suffisante relative aux coûts du projet inclus.*
2. *Bonne connaissance des facteurs affectant les coûts et leurs étendues prévues.*
3. *Lorsque les coûts d'investissement ne sont pas fixes et les étendues sont indiquées, le coût maximal ne devrait pas dépasser le coût minimal de plus de 20%. Si l'incertitude du coût est supérieure, le promoteur du projet doit justifier pourquoi il n'affecte pas négativement la maturité du projet.*
4. *Prévision raisonnable des bénéfices évaluée dans l'analyse coûts-bénéfices.*
5. *Connaissance raisonnable des facteurs affectant les bénéfices et leurs étendues et concernant différents scénarii et différentes sensibilités.*
6. *Les procédures de permis ont commencé dans tous les pays d'accueil. Quand cela est applicable et conformément à l'Article 10(1) de la Réglementation 347/2013, les promoteurs de projet doivent avoir notifié les autorités compétentes dans tous les pays d'accueil.*
7. *La mise en service doit être assurée indicative ment sous 60 mois à compter de la date de soumission de la demande d'investissement.*

L'Article 10(1) de la Réglementation 347/2013 intitulée « *Durée et mise en œuvre du processus d'octroi de permis* » définit deux stades distincts dans le processus :

- a) *la procédure de demande préalable, couvrant la période entre le début du processus d'octroi de permis et l'acceptation du fichier de demande soumis par l'autorité compétente, doit avoir lieu dans une période indicative de deux ans. Cette procédure doit inclure la préparation des rapports environnementaux par les promoteurs de projet.*
- b) *la procédure statutaire d'octroi de permis, couvrant la période à compter de la date d'acceptation du fichier de demande soumis jusqu'à la prise de décision complète, ne doit pas dépasser un an et six mois. Les États membres peuvent définir une date antérieure pour la limite temporelle, si cela est jugé approprié.*

Afin d'établir le début du processus d'octroi de permis, l'Article 10(1) indique que :

« les promoteurs de projet doivent notifier par écrit le projet à l'autorité compétente des États membres concernés, et doivent inclure une présentation raisonnablement détaillée du projet » ; et

« La date de signature de l'accusé de réception de la notification par l'autorité compétente doit servir de début du processus d'octroi de permis. Quand au moins deux États membres sont concernés, la date d'acceptation de la dernière notification par l'autorité compétente concernée doit servir de date du début du processus d'octroi de permis. »

3.7. Coopération entre les ARN

ACER recommande que pour traiter dans les meilleurs délais et efficacement une décision d'investissement et sauf si cela est interdit par la législation domestique, les ARN doivent désigner une « ARN de coordination » pour :

- *servir de point de contact unique pour les promoteurs de projet et les GRT, et faire circuler tous les documents à toutes les autres ARN impliquées ;*

- *proposer un processus et des calendriers pour l'évaluation et la prise de décision pour une demande d'investissement ;*
- *identifier toutes les informations requises par chaque ARN ; et*
- *organiser des consultations entre les promoteurs de projet et les autres ARN*

De plus, l'ACER recommande que toutes les ARN :

- *coopèrent totalement entre elles, en particulier en ce qui concerne les demandes d'informations complémentaires ;*
- *s'efforcent de respecter les calendriers ou les échéances convenus ; et*
- *tiennent les autres ARN informées des progrès réalisés pour l'évaluation de la demande d'investissement.*

L'instruction recommande que l'ARN de coordination soit l'ARN de l'État membre qui accueille la plus grande longueur de l'interconnecteur.

L'Agence recommande également que l'ARN conduise une évaluation préliminaire concernant l'exhaustivité de la demande d'investissement, indicativement dans un délai d'un mois après sa réception par la dernière ARN.

3.8. Statut prioritaire pour les projets PIC

L'Article 7(2) de la Réglementation 347-2013 indique que :

« Afin d'assurer un traitement administratif efficace des dossiers de demande relatifs aux Projets d'intérêt commun, les promoteurs de projet et toutes les autorités concernées doivent s'assurer que le traitement le plus rapide légalement possible est donné à ces dossiers. »

L'Article 7(3) de la Réglementation indique que :

« Quand ce statut existe dans la loi nationale, les Projets d'intérêt commun doivent recevoir le statut d'importance nationale la plus élevée possible et être traités comme tels dans les processus d'octroi de permis »

L'Article 7(8) indique que :

« En ce qui concerne les impacts environnementaux traités dans l'Article 6(4) de la Directive 92/43/EEC et l'Article 4(7) de la Directive 2000/60/EC, les Projets d'intérêt commun doivent être considérés comme étant d'intérêt public du point de vue de la politique énergétique, et peuvent être considérés comme étant d'intérêt public prioritaire, pourvu que toutes les conditions présentées dans ces Directives soient remplies. »

4. CRITÈRES D'ÉLIGIBILITÉ ET LISTE DE CONTRÔLE

4.1. Informations requises pour une demande d'investissement

L'Article 12(3) de la Réglementation 347/2013 présente les informations qu'un promoteur de projet est tenu d'inclure dans une demande d'investissement :

- a) *une analyse des coûts-bénéfices spécifique au projet cohérente avec la méthodologie mise en place conformément à l'Article 11 et tenant compte des bénéfices au-delà des frontières de l'État membre concerné ;*
- b) *un business plan évaluant la viabilité financière du projet, notamment la solution de financement retenue, et, pour un Projet d'Intérêt Commun entrant dans le cadre de la catégorie mentionnée en Annexe II.2, les résultats du test sur le marché ; et*
- c) *si les promoteurs de projet en conviennent, une proposition étayée pour une allocation de coût transfrontalier.*

4.2. Contenu recommandé pour une demande d'investissement

L'ACER a émis une recommandation à l'ARN intitulée « *Bonnes pratiques pour le traitement des demandes d'investissement, notamment les demandes d'allocation de coût transfrontalier, pour les Projets d'intérêt commun relatifs à l'électricité et au gaz* ». La toute dernière recommandation (Recommandation N° 5/2015)⁷ est du 18 décembre 2015 et actualise une recommandation similaire précédente en 2013 (Recommandation N° 07/2013).⁸

La recommandation présente en détail les informations qu'un promoteur du projet devrait fournir à l'ARN quand il effectue une demande d'investissement.

En ce qui concerne la forme de soumission, l'ACER recommande que les promoteurs de projet :

- *adressent la demande d'investissement à l'ARN des États membres qui accueillent le projet ;*
- *tous les autres États membres sur lesquels le projet a un impact positif net important, comme cela est démontré dans l'Analyse coûts-bénéfices (ACB) du projet ;*
- *la demande d'investissement est soumise dans la langue officielle de l'ARN concernée ; et*
- *la demande d'investissement est également soumise en anglais (la langue de travail de l'ACER).*

En ce qui concerne le contenu d'une demande d'investissement, l'ACER recommande qu'une demande d'investissement fournisse les informations suivantes sur papier et au format électronique, accompagnées de justificatifs :

- *une description technique détaillée du projet, notamment une description de la justification derrière le choix de la technologie, et une carte de l'itinéraire prévu du projet*
- *un plan détaillé de mise en œuvre du projet, qui devrait fournir des informations importantes sur le progrès réalisé dans le développement du projet, son statut, ainsi qu'une évaluation de*

⁷ Recommandation de l'ACER N° 5/2015) https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2005-2015.pdf

⁸ Recommandation de l'ACER 07/2013 https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Recommendations/ACER%20Recommendation%2007-2013.pdf

la probabilité des facteurs de risque critiques et des mesures prises pour atténuer ces risques. Les dates de début et de fin des activités qui ont été achevées, ou prévues pour être achevées devraient être incluses.

- *Preuve d'une décision d'investissement ou d'une décision d'investissement préliminaire par les promoteurs du projet (par ex. « une décision conditionnelle éventuelle du conseil d'administration »)*
- *une description du processus de permis dans le pays hôte, un calendrier de permis et une description des progrès réalisés pour obtenir les permis requis*
- *informations démontrant que le projet est suffisamment mature*
- *informations sur les consultations avec les GRT concernés et le résultat de ces consultations.*
- *une analyse coûts-bénéfices spécifique au projet pour chaque scénario dans le plan décennal de développement du réseau d'ENGRT-E*
- *un business plan avec un plan de financement*
- *une proposition pour un allocation du coût transfrontalier (option)*

4.3. Promoteur de projet

L'Article 2(6) de la Réglementation 347/2013 définit un promoteur de projet comme étant l'un des acteurs suivants :

- a) un GRT, un opérateur de système de distribution ou un autre opérateur ou investisseur développant un Projet d'Intérêt Commun ;*
- b) quand on compte plusieurs GRT, opérateurs de système de distribution, autres opérateurs, investisseurs, ou un groupe de ceux-ci, l'entité avec la personne morale dans le cadre de la loi nationale applicable, qui a été désigné par un dispositif contractuel entre eux et qui a la capacité d'entreprendre des obligations légales et d'assumer la responsabilité financière pour le compte des parties du dispositif contractuel ;*

L'entité légale développant le projet est GridLink Interconnector Limited. GridLink détient une licence d'interconnecteur, GridLink est un Projet d'Intérêt Commun et GridLink est une entité formée uniquement pour construire, détenir et exploiter un interconnecteur unique.

GridLink Interconnector Limited satisfait par conséquent à l'exigence de l'Article 2(6) de la Réglementation 347/2013 et est un promoteur de projet.

4.4. Analyse coûts-bénéfices

Cette demande d'investissement présente les résultats de l'Analyse coûts-bénéfices effectuée par ENGRT-E conformément au TYNDP 2018 ainsi que l'ébauche des résultats pour le TYNDP 2020.

GridLink a engagé un cabinet international de conseil appelé Afry (anciennement Poyry) pour préparer une Analyse coûts-bénéfices indépendante du projet GridLink et les résultats de cette analyse sont également présentés. La méthodologie pour l'ACB utilisée par Afry est cohérente avec la méthodologie utilisée dans le TYNDP.

Cette demande d'investissement satisfait par conséquent à l'exigence de fournir une ACB effectuée de manière cohérente avec la méthodologie du TYNDP.

4.5. Précision des estimations de coût en capital et coût d'exploitation

Les estimations des coûts en capital et des coûts d'exploitation ont été obtenus grâce à diverses sources, notamment les fabricants des équipements d'origine et ont été benchmarkés par rapport aux autres projets récents.

La différence entre la plage supérieure et inférieure des coûts estimés n'est pas supérieure à environ 20%. Pour l'ACB effectuée par Afry la valeur médiane a été utilisée et une sensibilité +/- sur les coûts en capital et les coûts d'exploitation a été effectuée. Les hypothèses de coûts en capital et de coûts d'exploitation sont présentées dans le chapitre 20. Les coûts seront finalisés après la fin de la procédure d'approvisionnement.

4.6. Maturité suffisante

Afin d'établir le début du processus d'octroi de permis, l'Article 10(1) de la Réglementation 347/2013 indique que :

« les promoteurs de projet doivent notifier par écrit le projet à l'autorité compétente des États membres concernés, et doivent inclure une présentation raisonnablement détaillée du projet » ; et

« La date de signature de l'accusé de réception de la notification par l'autorité compétente doit servir de début du processus d'octroi de permis. Quand au moins deux États membres sont concernés, la date d'acceptation de la dernière notification par l'autorité compétente concernée doit servir de date du début du processus d'octroi de permis. »

Au Royaume-Uni, le Département des Affaires, de l'Énergie et de la Stratégie Industrielle (BEIS) est l'autorité compétente nationale désignée, et en ce qui concerne les câbles d'interconnecteur sous-marin, BEIS a délégué ses tâches d'autorité compétente à la Marine Management Organisation (MMO). En France, l'autorité compétente est le Ministère de la Transition écologique et solidaire.

GridLink a soumis sa notification de demande préalable à la MMO et au Ministère de la Transition écologique et solidaire le 24 avril 2018.

L'accusé de réception des autorités compétentes nationales confirme que le projet est suffisamment mature pour poursuivre le processus d'octroi de permis. L'accusé de réception de la MMO a été reçu le 26 juin 2018. L'accusé de réception du Ministère de la Transition écologique et solidaire a été reçu le 5 novembre 2018.

Des copies des notifications à chaque autorité compétente nationale sont jointes en Annexe 7 et des copies des accusés de réception sont présentées en Annexe 8.

GridLink satisfait par conséquent aux critères en démontrant que le projet est suffisamment mature conformément à l'Article 10(1) de la Réglementation 347/2013.

4.7. Consultation avec les GRT concernés

En ce qui concerne la consultation avec les GRT concernés, l'instruction de l'ACER fournit un critère d'importance et recommande que le GRT d'un État membre soit consulté si le bénéfice positif net d'un projet qui revient à un État membre dépasse 10% du bénéfice positif net total du projet.

Le GRT concerné en France est le Réseau de Transport d'Électricité (RTE). Le GRT au Royaume-Uni est National Grid Opérateur du réseau d'électricité (NG ESO).

Des consultations formelles et informelles approfondies ont eu lieu avec RTE et NG ESO, en particulier concernant la sélection d'un point de raccordement approprié au réseau et dans la négociation d'Accords de raccordement au réseau successifs. De plus, RTE a travaillé étroitement avec GridLink à la conception de la sous-station de Warande, l'acheminement/la spécification de la ligne de transmission souterraine de la sous-station à la station de conversion de GridLink et la présentation des documents relatifs lors des réunions publiques en France.

GridLink a soumis une copie de son ACB à RTE et NG ESO en octobre 2019 pour consultation formelle. Des copies de leurs réponses à la consultation sont présentées en Annexe 26.

Cette demande d'investissement satisfait par conséquent à l'exigence de produire une preuve de la consultation avec les GRT concernés.

4.8. Calendrier de mise en service

La recommandation d'ACER N° 05/2015 spécifie que la mise en service devrait être effectuée dans un délai indicatif de 60 mois à compter de la date de soumission de la demande d'investissement.

Une présentation du calendrier de développement du projet est fourni dans le Chapitre 23 et une copie du calendrier détaillé de développement du projet est fournie en Annexe 15.

Le calendrier de construction pour le projet GridLink donne une date d'exploitation commerciale en décembre 2024. La date de soumission de cette demande d'investissement est en octobre 2020. La fin de la mise en service est donc 50 mois à compter de la date de soumission de la demande d'investissement et satisfait par conséquent à la recommandation d'ACER que la mise en service devrait être atteinte dans un délai indicatif de 60 mois à compter de la date de soumission de la demande d'investissement.

4.9. Modèle des données résumées

ACER recommande que les promoteurs de projet fournissent les données importantes du projet sous la forme du modèle présenté en Annexe IV de la Recommandation de l'ACER N° 05/2015.

Ce modèle a été terminé et est contenu dans l'Annexe 16.

4.10. Liste de contrôle de l'exhaustivité

Afin d'aider la CRE dans son évaluation de l'exhaustivité de cette demande d'investissement, une liste de contrôle de l'exhaustivité est présentée dans le Tableau 3.

Ce tableau présente :

- les informations que les promoteurs de projet sont tenus de fournir dans une demande d'investissement conformément à l'Article 12(3) de la Réglementation 347/2013 ;

- les informations supplémentaires que l'ACER recommande aux promoteurs de projet d'inclure dans une demande d'investissement conformément à la Recommandation de l'ACER 05/2015 ; et
- les informations supplémentaires que GridLink s'est vu demander par Ofgem et CRE dans leur lettre conjointe du 28 novembre 2018⁹

Le Tableau indique que toutes ces informations ont été incluses dans cette demande d'investissement.

4.11. Désignation d'une ARN de coordination

Dans sa recommandation et en ce qui concerne la coopération entre les ARN, l'ACER recommande qu'afin de traiter dans les meilleurs délais et efficacement une décision d'investissement, les ARN devraient désigner une « ARN de coordination ».

La recommandation de l'ACER indique également que l'ARN de coordination devrait être l'ARN de l'État membre qui accueille la longueur la plus grande de l'interconnecteur.

108 km de l'interconnecteur se trouvent dans les eaux territoriales britanniques et 38 km dans les eaux territoriales françaises. Comme l'Etat membre qui accueille la longueur la plus grande de l'interconnecteur est la France, la recommandation indique que la CRE devrait être l'ARN de coordination.

⁹ Une copie de la lettre conjointe est fournie en Annexe 18

Tableau 3 : liste de contrôle de l'exhaustivité

Contenu	Présent dans la demande d'investissement
Détails des promoteurs de projets	✓
Preuve du statut de PIC	✓
Preuve de maturité suffisante	✓
Description technique détaillée du projet	✓
Calendrier détaillé de développement du projet	✓
Carte présentant le trajet proposé du câble	✓
Description du processus de permis dans chaque pays et un calendrier des permis	✓
Justification pour le choix technologique	✓
Accords de raccordement au réseau	✓
Preuve des accords avec les propriétaires terriens	✓
Coûts d'investissement et d'exploitation	✓
Benchmarking des coûts d'investissement et d'exploitation	✓
Analyse coûts-bénéfices	✓
Fourniture de jeux de données sous-jacentes des hypothèses d'ACB	✓
Preuve de consultations avec GRT	✓
Évaluation des impacts sur la concurrence	✓
Évaluation des impacts sur le mécanisme ITC	✓
Évaluations de l'impact sur les tarifs nationaux	✓
Projections de la demande	✓
Plan de financement	✓
Business Plan	✓
Preuve d'une décision d'investissement	✓
Considérations relatives au Brexit	✓
Proposition des Nations Unies pour une allocation des coûts transfrontaliers (option)	✓

5. PROJETS D'INTÉRÊT COMMUN

5.1. Procédure de sélection de PIC

Les Projets d'intérêt commun sont sélectionnés sur la base de cinq critères. Ils doivent :

- avoir un impact important sur au moins deux pays de l'UE
- améliorer l'intégration au marché et contribuer à l'intégration des réseaux des pays de l'UE
- accroître la concurrence sur les marchés de l'électricité en offrant des alternatives aux consommateurs
- améliorer la sécurité de l'approvisionnement
- contribuer aux objectifs énergétiques et climatiques de l'UE. Ils doivent faciliter l'intégration d'une part croissante d'énergie provenant de sources intermittentes d'énergie renouvelable.

Les projets candidats sont proposés par leurs promoteurs de projet. Ils sont ensuite évalués par des groupes régionaux qui comprennent des représentants des pays de l'UE, de la Commission, des opérateurs de système de transmission et de leurs réseaux européens, des promoteurs de projet, des autorités réglementaires et l'ACER. L'ACER est responsable de l'évaluation du respect par les projets d'électricité et de gaz' des critères des PIC et de leur valeur ajoutée européenne. La Commission est seule responsable de l'évaluation des projets liés aux raccordements d'approvisionnement du pétrole en Europe Centrale et de l'Est et des réseaux transfrontaliers de dioxyde de carbone.

Après ces évaluations, les projets candidats sont sélectionnés et la Commission adopte la liste des PCI approuvés par l'intermédiaire d'une procédure d'acte délégué.

La liste de projets est ensuite soumise par la Commission au Parlement européen et au Conseil. Ces institutions ont deux mois pour s'opposer à la liste, ou elles peuvent demander une extension de deux mois pour finaliser leur position. Si ni le Parlement ni le Conseil ne rejette la liste, elle entre en vigueur.

5.2. Corridor prioritaire NSOG

La Réglementation Ten-E identifie douze corridors prioritaires qui bénéficieraient du développement des infrastructures. GridLink est dans le corridor prioritaire intitulé Northern Seas Offshore Grid « NSOG » (voir Figure 2). Les travaux au sein de ce corridor concernent le développement d'un réseau d'électricité offshore intégré et des interconnecteurs connexes en Mer du Nord, en Mer d'Irlande, dans la Manche, en Mer Baltique et dans les eaux voisines afin de transporter l'électricité des sources d'énergies renouvelables offshore aux centres de consommation et de stockage et l'augmentation des échanges transfrontaliers d'électricité.

En décembre 2016, le Groupe de travail interrégional a identifié les principaux problèmes au sein du corridor NSOG qui pourraient être soulagés par le développement d'infrastructures supplémentaires, à savoir :

- différentiels de prix élevés entre pays voisins
- adéquation de la production en diminution
- niveaux élevés de congestion du réseau
- réduction de la flexibilité et de la stabilité du système ; et
- intégration insuffisante de l'électricité générée par les sources d'énergie renouvelable

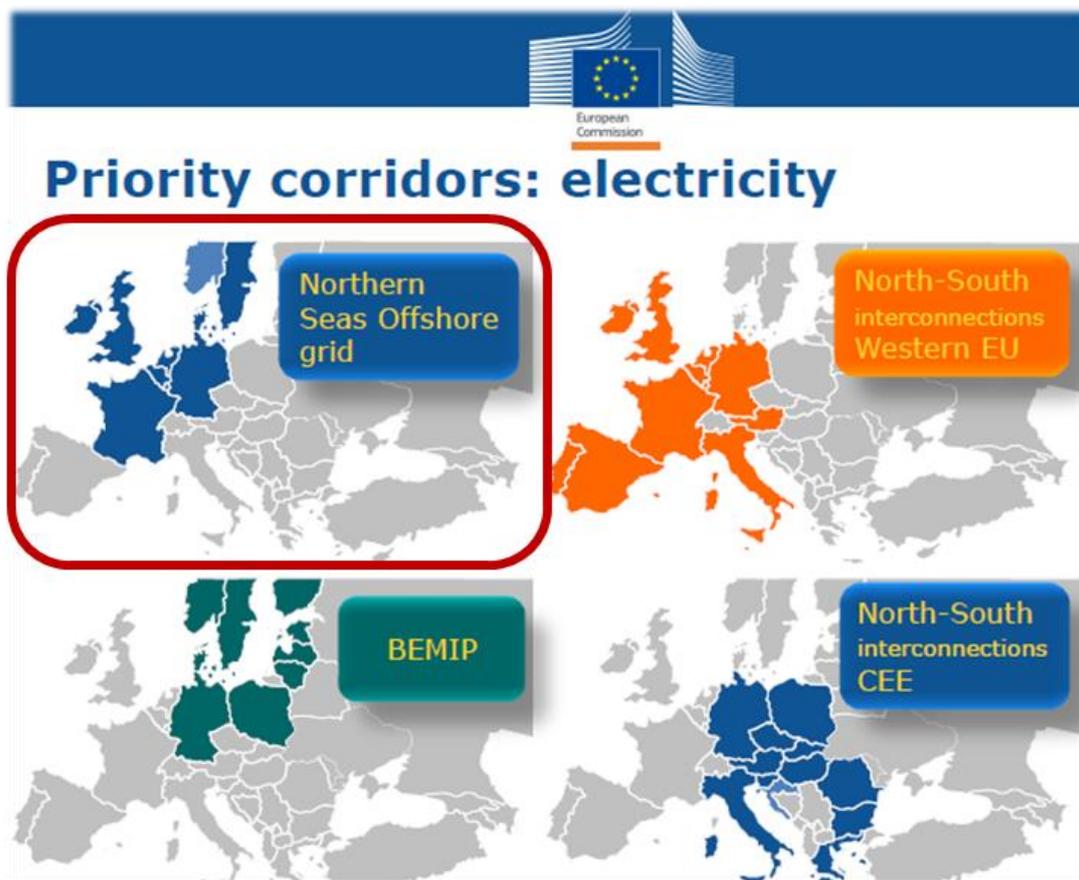
GridLink aidera à répondre à ces besoins en :

- réduisant les différentiels de prix de l'électricité entre la France et la Grande-Bretagne
- améliorant l'adéquation de la production, la liquidité du marché et en améliorant la sécurité de l'approvisionnement
- renforçant la diversification de l'approvisionnement
- réduisant la congestion du réseau et les coûts de gestion des congestions
- améliorant la flexibilité et la stabilité du système avec des outils de gestion du réseau supplémentaires, plus rapides et plus réactifs
- réduisant l'effacement et en facilitant l'intégration d'électricité générée par les sources d'énergie renouvelable

Les objectifs politiques européens que GridLink assurera en répondant à ces besoins sont :

- meilleure intégration au marché
- sécurité améliorée de l'approvisionnement
- durabilité/réduction des émissions améliorées, en particulier pour les gaz à effet de serre
- promotion de l'innovation technologique
- contribution à l'atteinte des objectifs de l'UE pour les niveaux d'interconnexion dans toute l'Europe
- contribution au développement de marchés concurrentiels

Figure 2 : Réglementations TEN-E – Corridors prioritaires



5.3. Adoption et entrée en vigueur

GridLink a été adopté comme un Projet d'Intérêt Commun en novembre 2017 conformément à la Réglementation déléguée de la Commission (UE) 2018/540 du 23 novembre 2017 « La liste de l'Union des Projets d'intérêt commun »¹⁰. GridLink est listé dans la section 1.7.5 de l'Annexe¹¹.

Conformément à ses conditions, la Réglementation déléguée entre en vigueur le 20 du mois suivant sa publication au Journal Officiel de l'Union européenne (JOUE). La Réglementation déléguée a été publiée au JOUE le 6 avril 2018¹². Le 26 avril 2018, GridLink est désigné comme un Projet d'Intérêt Commun.

GridLink a ensuite conservé son statut de Projet d'Intérêt Commun quand il a été adopté dans la Quatrième liste des PIC publiée le 31 octobre 2019¹³ entrée en vigueur suivant la publication dans le JOUE le 11 mars 2020¹⁴.

5.4. Exemples de la façon dont GridLink va assurer les objectifs politiques

5.4.1. Réduction des différentiels de prix élevés entre pays voisins

La Figure 3 montre le différentiel de prix entre la Grande-Bretagne et ses pays voisins pour Q1 2020. Le graphique montre que le prix moyen pour l'électricité de base en Grande-Bretagne était de €38/MWh en comparaison avec €29,4/MWh en France et une moyenne pan-UE de €33,5/MWh.

GridLink transmettra jusqu'à 12TWh/an d'énergie entre la Grande-Bretagne et ses voisins pour aider à réduire ce différentiel de prix.

5.4.2. Amélioration de l'adéquation de la production et amélioration de la sécurité d'approvisionnement

En 2015, le gouvernement britannique a annoncé des plans de fermeture de toutes les centrales à charbon en Grande-Bretagne d'ici 2025. Cela représente une réduction de capacité d'environ 12 GW. De plus, 7,5 GW de capacité supplémentaire de centrales nucléaires doivent fermer sur la même période. La capacité de production installée en Grande-Bretagne à la fin de l'année 2015 était de 80,8 GW, par conséquent environ 25% de la capacité de production britannique va fermer d'ici 2025 et cette capacité devra être remplacée.

De manière similaire, en France, la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) 2020 du gouvernement français interdit le développement de nouvelles centrales à gaz en France pendant 10 ans. De même, il s'engage à réduire la part d'électricité des centrales nucléaires à 50% d'ici 2035, impliquant la fermeture d'environ 20GW de centrales nucléaires.

GridLink fournira une capacité de 1,4 GW et apportera donc une contribution précieuse pour répondre à ce manque de capacité et pour aider à assurer la sécurité de l'approvisionnement.

¹⁰ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/pci_list_final_2017_en.pdf

¹¹ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/annex_to_pci_list_final_2017_en.pdf

¹² <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=OJ:L:2018:090:TOC>

¹³ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/c_2019_7772_1_annex.pdf

¹⁴ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32020R0389&qid=1587996347773&from=EN>

Les interconnecteurs peuvent contribuer à assurer la sécurité de l’approvisionnement en fournissant une solution de repli en cas de manque imprévu dans l’approvisionnement ou de hausse soudaine de la demande.

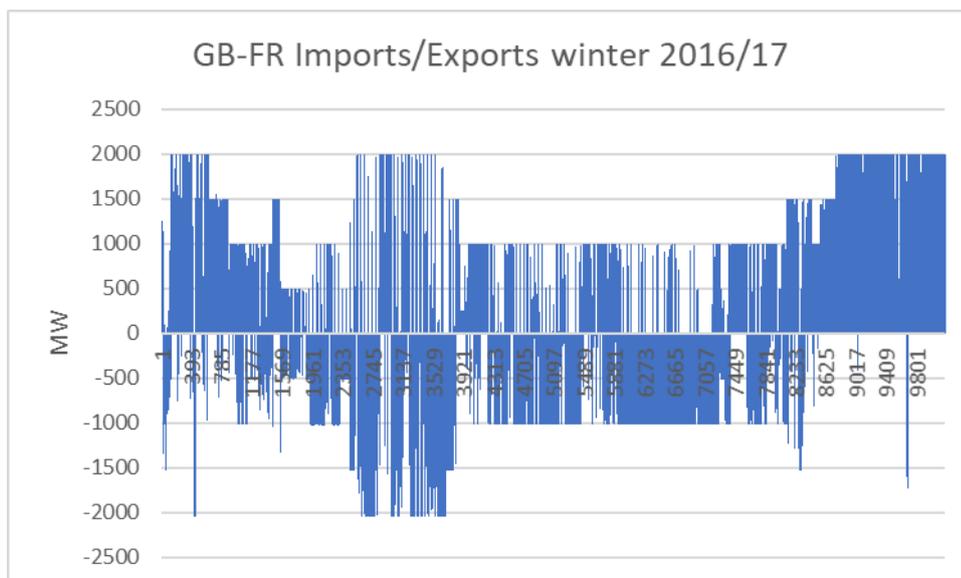
Figure 3 : Différentiel de prix entre la Grande-Bretagne et les pays voisins
 Prix de l’électricité de base (€/MWh)



Source : Rapport trimestriel de la DG Energie sur les marchés européens de l’électricité Q1 2020

Un exemple de cela peut être observé au cours de l'hiver 2016/2017 quand la France a connu un manque d'électricité après la fermeture temporaire de plusieurs de ses centrales nucléaires pour des contrôles de sécurité. La Figure 4 montre que sur la période du 1er octobre 2016 au 31 mars 2017 l'électricité est passée par l'interconnecteur IFA de la Grande-Bretagne vers la France pour répondre à ce manque. Le flux a été inversé entre 17 et 18h en semaine pour répondre au pic de la demande en Grande-Bretagne, après quoi le flux réapprovisionnait la France.

Figure 4 : Imports et exports GB-FR à l'hiver 2016/17

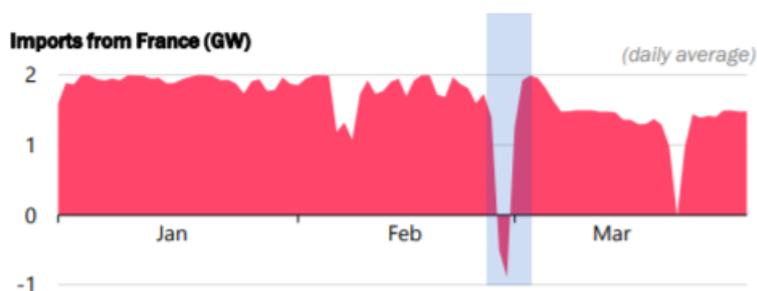


Source : Elexon

Un autre exemple suit l'épidémie de COVID-19 qui a forcé EDF à modifier son calendrier d'entretien pour les centrales nucléaires afin de se conformer aux exigences de distanciation sociale. Par conséquent, les arrêts d'entretien prévus en 2020 et 2021 pour 30 des 58 centrales nucléaires d'EDF ont été reportés. Cela a entraîné une réduction d'environ 79 TWh de la production pour s'adapter au nouveau calendrier d'entretien, et le manque perçu de capacité avec le démarrage retardé de Flamanville et la fermeture de Fessenheim ont donné lieu à des préoccupations liées aux manques d'électricité pour l'hiver 2020/2021. Les marchés ont réagi au resserrement perçu de l'approvisionnement/la demande et les prix français de l'électricité en Q4 ont augmenté en conséquence sur les échanges d'électricité de base en Q4 avec un supplément de €10- 15/MWh au-dessus de la Grande-Bretagne et sur les échanges d'électricité heures de pointée avec un supplément de €40-50/MWh au-dessus de la Grande-Bretagne.

Un autre exemple est donné en 2018 quand, en raison des conditions climatiques extrêmement froides sur la période du 20 février au 1er mars surnommées « la Bête de l'Est », les températures en Europe ont chuté et la demande d'électricité est montée en flèche. La Figure 5 montre les flux d'électricité sur l'interconnecteur IFA pendant l'hiver 2018. Il peut être observé que bien que la France avait exporté vers la Grande-Bretagne tout au long de l'hiver, pendant cette période de trois jours de stress du système, les flux ont été inversés et l'électricité s'est écoulee de Grande-Bretagne vers la France afin d'aider à répondre à la demande accrue et soulager le stress dans le système de transmission français.

Figure 5 : Flux de l'interconnecteur GB/FR pendant l'hiver 2018



Source : electricinsights.co.uk

5.4.3. Meilleure intégration et effacement réduit de l'électricité de RES

La France et la Grande-Bretagne ont chacune adopté des engagements légaux domestiques visant à assurer des émissions nettes nulles d'ici 2050. Pour assurer ces engagements, il est largement reconnu qu'il faudra un passage important de la production thermique à la production par des sources d'énergie renouvelable (RES).

Le rapport du scénario TYNDP 2020 indique qu'afin de satisfaire aux objectifs nets nuls la part d'électricité produite à partir des RES devra augmenter de son niveau actuel de 20% à entre 70% et 80% d'ici 2050¹⁵.

L'électricité produite par les RES telles que l'éolien et le solaire a tendance à être intermittente. Par conséquent, comme la proportion d'électricité des RES intermittentes dans le mix de production augmente, les opérateurs de système de transmission sont confrontés au problème de gestion de grandes oscillations de la production d'électricité avec un court préavis. Les interconnecteurs permettent aux opérateurs de système de transmission de déplacer rapidement de grands volumes d'électricité entre les sources de production et les centres de demande.

Un surplus de production dans un pays peut rapidement et facilement être transporté vers un autre pays dans lequel un déficit est observé. Si la demande est insuffisante dans un pays, l'électricité peut être transportée dans un autre pays au lieu d'être effacée.

L'étude sur les besoins du système énergétique 2020 d'ENGRT-E publiée en août 2020¹⁶ indique qu'en plus des renforcements de 35 GW de la capacité de transmission transfrontalière déjà en cours, 50 GW supplémentaires sont requis d'ici 2030 et 43 GW supplémentaires d'ici 2040 afin de satisfaire ces engagements. L'étude se poursuit pour indiquer que la fourniture de cette capacité d'interconnexion donnera lieu à la réduction de 110 TWh par an d'énergie RES effacée et à des émissions de carbone réduites de 53 millions de tonnes par an jusqu'en 2040.

5.4.4. Réduction de la congestion du réseau et des coûts de gestion de la congestion

Selon leur emplacement au sein d'un système de transmission, un interconnecteur peut aider à soulager la congestion du réseau et réduire le coût de gestion des congestions. RTE a entrepris une étude qui indique qu'un raccordement à la sous-station de Warande ne nécessitera pas de travaux de renforcement du réseau en amont de la sous-station – seuls des travaux à la sous-station pour assurer le raccordement sont requis.

¹⁵ Page 25, Rapport du scénario ENGRT-E//ENGRTG TYNDP 2020

¹⁶ https://eepublicdownloads.azureedge.net/tyndp-documents/loSN2020/200810_loSN2020mainreport_avantconsultation.pdf

En Grande-Bretagne, NG ESO a conduit une étude similaire et dans leur analyse coûts-bénéfices NG ESO a conclu que bien que des travaux de renforcement du réseau soient requis, GridLink soulagerait la congestion dans le système de transmission et a estimé que GridLink pourrait réduire le coût de gestion de cette congestion par NG ESO, assurant des économies potentielles allant jusqu'à [REDACTED] de livres sur la durée de vie du projet¹⁷.

Les coûts de gestion de la congestion peuvent être importants et sont au final supportés par les consommateurs via les tarifs d'électricité, par conséquent une réduction du coût de gestion de congestion entraînera une réduction du prix que les consommateurs paient pour l'électricité.

5.4.5. Amélioration de la flexibilité et de la stabilité du système

Les interconnecteurs peuvent fournir une gamme de services auxiliaires aux opérateurs des réseaux auxquels ils sont raccordés. Les interconnecteurs, à l'inverse des générateurs, des fournisseurs ou des consommateurs, peuvent délivrer de très grands volumes d'électricité à ou depuis un réseau à très court préavis et avec une vitesse de montée en charge que les autres prestataires de service sont incapables d'offrir. Cela fait des interconnecteurs un outil unique et très utile pour les opérateurs de réseau pour l'équilibrage de leurs systèmes de transmission.

Les services auxiliaires qui peuvent être fournis par les interconnecteurs comprennent :

- Démarrage à froid
- Réponse en fréquence
- Puissance active et réactive

5.4.6. Amélioration de la liquidité et de la diversité du marché

GridLink offrira une capacité de transfert supplémentaire de 1 400 MW sur la frontière FR-GB et donnera un volume annuel supplémentaire allant jusqu'à 12 TWh, contribuant ainsi à l'amélioration de la liquidité et de la diversité dans les marchés de l'électricité en Grande-Bretagne et en France.

5.5. Financement par subvention de l'Union européenne

Les projets ayant un statut de PIC peuvent s'adresser à l'Agence exécutive pour l'innovation et les réseaux (INEA) de l'Union européenne pour le financement par subvention dans le cadre de Connecting Europe Facility (CEF).

L'objet du fonds CEF est de promouvoir la croissance, les emplois et la compétitivité par un investissement d'infrastructure ciblé au niveau européen. Il soutient le développement de réseaux transeuropéens très performants, durables et efficacement interconnectés dans les domaines du transport, de l'énergie et des services numériques.

GridLink a demandé avec succès une subvention du programme CEF et en décembre 2018 une subvention de 15,2 millions d'euros a été attribuée pour aider au financement des coûts de développement éligibles. Cette subvention sera nivelée par rapport aux coûts de développement du projet et réduira le coût global de livraison du projet.

¹⁷

5.6. Besoin de capacité supplémentaire d'interconnecteur – Lecture sélectionnée

Décembre 2013 : Département d'Énergie et du Changement climatique, « Plus d'interconnexion : amélioration de la sécurité énergétique et réduction des factures »¹⁸

L'interconnexion a le potentiel de contribuer aux objectifs gouvernementaux de sécurité énergétique, d'abordabilité et de décarbonisation, notamment en facilitant le marché unique de l'électricité européen. Le gouvernement soutient une hausse appropriée de la capacité d'interconnexion grâce à des projets qui permettent d'atteindre efficacement ces objectifs.

Les preuves commandées par le gouvernement, publiées avec ce document, montrent qu'une interconnexion supérieure à celle dont nous disposons actuellement est susceptible d'être dans l'intérêt de la Grande-Bretagne. Dans certains scénarios, les consommateurs britanniques pourraient voir des bénéfices jusqu'en 2040 représentant jusqu'à 9 milliards de livres (valeur actuelle nette).

Il ressort clairement de l'analyse que la sécurité de l'approvisionnement britannique serait fortement améliorée par une interconnexion supplémentaire, les prix de l'électricité reflétant la rareté et les débits de l'interconnecteur reflétant les prix. L'interconnexion est également l'une des technologies qui peuvent aider à l'intégration d'une production supplémentaire à faible émission de carbone.

Le gouvernement agit déjà et a récemment soutenu des projets en Norvège, en Belgique, en France et en République d'Irlande pour qu'ils deviennent des Projets d'Intérêt Commun (PCI) européens.

Avril 2015 : Agence Internationale de l'Énergie Renouvelable « Intégration de l'énergie renouvelable dans les réseaux électriques – Note technique »¹⁹

L'interconnexion accrue au réseau au niveau régional, national et international permettrait une flexibilité supérieure de la transmission d'énergie depuis les régions ayant une grande disponibilité de renouvelables vers d'autres régions ayant une demande élevée d'électricité. Un autre avantage est l'intégration de renouvelables variables avec l'énergie conventionnelle et la possibilité pour les renouvelables variables de se compléter à différents moments (par ex. l'énergie solaire pendant la journée, l'énergie éolienne pendant la nuit) et/ou dans différentes régions (sud, nord). Une capacité accrue d'interconnexion et de transmission permet également une utilisation optimale de production excédentaire, soulage le problème des pics de demande quotidiens et saisonniers, réduit les besoins de réserves de régulation, améliore la gestion de la congestion et réduit le besoin de nouvelle capacité de production (et de secours).

Février 2016 : Poyry, « Coûts et bénéfices de l'interconnexion britannique – Un rapport à la Commission Nationale de l'Infrastructure »²⁰

Il y a un fort consensus que la valeur socio-économique des interconnecteurs découle de leur capacité à améliorer l'efficacité des résultats du système d'électricité, en réduisant le coût de satisfaction de la

¹⁸

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/266460/Plus_interconnexion_-_improving_energy_security_and_lowering_bills.pdf

¹⁹ <https://www.irena.org/publications/2015/Apr/Renewable-energie-integration-in-power-grids>

²⁰ <https://nic.org.uk/studies-reports/smart-power/costs-and-benefits-of-gb-interconnexion-a-poyry-report-to-the-national-infrastructure-commission/>

demande et d'obtention d'autres objectifs politiques tels que l'amélioration de la sécurité de l'approvisionnement et la permission d'une intégration plus efficace des renouvelables.

La très grande majorité de la littérature consultée a conclu que l'interconnexion supplémentaire au-delà des niveaux actuels est susceptible d'apporter des avantages importants pour le Royaume-Uni.

Février 2016 : Université de Cambridge et Imperial Collège London : rapport pour la Commission Nationale de l'Infrastructure « Fourniture d'une infrastructure énergétique durable »²¹

Des investissements supplémentaires dans les interconnecteurs transfrontaliers avec l'Europe continentale seront importants pour permettre un partage à grande échelle de l'énergie et des ressources de réserve. De plus, le déploiement de nouvelles technologies de réseau destinées à améliorer la contrôlabilité et l'utilisation des actifs existants sera nécessaire pour délivrer la capacité réseau latente aux utilisateurs, en assurant l'utilisation optimale des ressources disponibles à tous les niveaux de tension.

Mars 2016 : Commission Nationale de l'Infrastructure, « Energie intelligente »²²

L'observation centrale de la Commission est que l'Energie intelligente – principalement construite autour de trois innovations, Interconnexion, Stockage, et Flexibilité de la demande – pourrait permettre aux consommateurs d'économiser jusqu'à 8 milliards de livres par an d'ici 2030, aider le Royaume-Uni à atteindre ses objectifs de carbone de 2050, et assurer l'approvisionnement en énergie du Royaume-Uni pour des générations.

L'interconnexion avec les marchés étrangers a un rôle important à jouer dans un futur mix d'électricité. Le régime réglementaire existant de « plafond et plancher » a commencé à apporter un pipeline sain de projets d'interconnexion qui apporteront des avantages importants aux consommateurs britanniques.

Mars 2016 : Autorité de l'Infrastructure et des Projets, Mars 2016 : « Plan National de Délivrance de l'Infrastructure, 2016 – 2021 »²³

L'interconnexion de l'électricité est le lien physique des systèmes de transmission au-delà des frontières, permettant la mise en place du commerce de l'électricité. Le Royaume-Uni a actuellement 4GW de capacité par des interconnecteurs avec d'autres pays et le gouvernement reconnaît le rôle important qu'ils jouent pour supporter les objectifs de sécurité énergétique, d'abordabilité et de décarbonisation. À la suite du rapport de la Commission Nationale de l'Infrastructure sur l'Energie intelligente, le gouvernement va jeter les bases d'une révolution intelligente de l'énergie, dont la commission estime qu'elle pourrait ouvrir des avantages pour les consommateurs au Royaume-Uni, allant jusqu'à 8 milliards de livres par an.

Le gouvernement appliquera les recommandations de la commission :

²¹

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/507256/Future-proof_energy_infrastructure_imp_cam_feb_2016.pdf

²² <https://nic.org.uk/app/uploads/Smart-Power-3.pdf>

²³ <https://www.gov.uk/government/publications/national-infrastructure-delivery-plan-2016-to-2021>

- il allouera au moins 50 millions de livres pour l'innovation du stockage de l'énergie, la réponses du côté de la demande et les autres technologies intelligentes ces 5 prochaines années
- Ofgem consultera sur l'ouverture de financement de compétitions d'innovation de 100 millions de livres pour accroître l'innovation par les entreprises sans licence à compter de 2017
- le gouvernement a accru son ambition d'une plus grande interconnexion d'électricité, supportant maintenant la fourniture au marché au moins 9GW de capacité supplémentaire

2017/2018 : National Grid : Evaluation des options du réseau 2017/2018²⁴

L'analyse montre que les niveaux accrus d'interconnexion continuent de présenter une opportunité de création de valeur pour la Grande-Bretagne et l'Europe, au niveau économique et environnemental. L'interconnexion permet le dispatch plus efficace de la production en Europe, entraînant des économies pour les consommateurs, des profits accrus pour les producteurs et des revenus pour les développeurs d'interconnecteurs.

Les augmentations d'interconnexion peuvent apporter des avantages à l'industrie et aux consommateurs de plusieurs manières :

- sécurité accrue de l'approvisionnement – les deux marchés peuvent accéder à des niveaux accrus de production pour assurer leurs besoins énergétiques.
- accès accru à l'énergie renouvelable – accès accru à la production renouvelable intermittente, déplaçant par conséquent la production domestique non-renouvelable.
- concurrence accrue – accès accru à une production moins chère et davantage de consommateurs, entraîne une concurrence accrue permettant à certains participants sur les deux marchés d'en tirer profit financièrement.

L'analyse démontre que le consommateur en Grande-Bretagne peut bénéficier d'une interconnexion accrue au-delà de la fenêtre de Cap and Floor avec 2 projets donnant lieu à une capacité totale d'interconnexion de 17,4 GW. Cela fait plus que quadrupler la capacité d'interconnexion existante de 4 GW en Grande-Bretagne.

Juillet 2018 : Commission Nationale de l'Infrastructure, « Evaluation de l'Infrastructure Nationale »²⁵

Les interconnecteurs, dont on observe un grand pipeline de projets, sont susceptibles d'avoir une importance croissante sur cette période, et le gouvernement doit s'assurer que le pipeline actuel n'est pas affecté par la sortie du Royaume-Uni de l'UE. Il peut également être rentable de déployer une quantité limitée de nouvelles centrales au gaz, pourvu qu'elles puissent être acceptées dans les budgets du carbone, et de reconnaître que les facteurs de charge sont susceptibles d'être en diminution.

²⁴ <https://www.nationalgrid.com/sites/default/files/documents/Network-Options-Assessment-2017-18.pdf>

²⁵ https://nic.org.uk/app/uploads/CCS001_CCS0618917350-001_NIC-NIA_Accessible-1.pdf

Janvier 2019 : Projet de plan national intégré du Royaume-Uni pour l'énergie et le climat²⁶

Le gouvernement du Royaume-Uni reconnaît plusieurs bénéfices que l'interconnexion peut apporter et soutient fortement un commerce accru de l'électricité avec nos partenaires européens. Le système de l'électricité en Grande-Bretagne est actuellement connecté au nord-ouest de l'Europe par une capacité d'interconnecteur de 3GW. 1GW d'interconnexion relie également la Grande-Bretagne avec le marché unique de l'électricité sur l'île d'Irlande. D'autres projets d'interconnexion sont actuellement en cours de construction (4,4GW) ou cherchent à obtenir un accord réglementaire (4GW) et, comme cela est indiqué dans notre CGS, les évaluations du projet indiquent le potentiel d'une interconnexion supplémentaire de 9,5GW entre le début et le milieu des années 2020. Cela devrait augmenter notre niveau d'interconnexion d'ici 2030.

Le gouvernement du Royaume-Uni reconnaît plusieurs avantages que l'interconnexion peut offrir. En donnant accès à la production au-delà des frontières nationales, elle peut améliorer la sécurité de l'approvisionnement quand les prix du marché reflètent la rareté et les débits entre les interconnecteurs suivent les prix. L'interconnexion peut également aider à l'intégration de sources intermittentes d'énergie et à l'équilibrage du système associé.

Janvier 2020 : National Grid, « Evaluation des options du réseau »²⁷

L'analyse de cette année identifie de nombreuses opportunités potentielles d'interconnexion supplémentaire pour créer de la valeur pour Grande-Bretagne et l'Europe, tant du point de vue économique que de l'environnement.

Les niveaux accrus d'interconnexion offrent des avantages importants aux consommateurs en Grande-Bretagne et en Europe, en termes de prix de gros inférieurs de l'énergie et d'utilisation accrue de l'énergie renouvelable.

Une capacité totale d'interconnexion dans la plage de 18,1GW et 23,1GW entre les marchés britannique et européen d'ici 2032 offrirait un avantage maximal pour les consommateurs britanniques.

Cela est entre trois et cinq fois le niveau actuel d'interconnexion opérationnelle de 5GW en Grande-Bretagne.

Mars 2020 : Ministère de l'Ecologie, du Développement durable et de l'Énergie, « Plan national intégré pour l'Énergie et le Climat pour la France »²⁸

La sauvegarde du futur du système énergétique implique de manière très importante l'établissement d'une Europe interconnectée.

Les principales directives stratégiques du plan national visent à constituer des interconnexions électriques avec l'ensemble des 12 voisins de la France afin de bénéficier non seulement de la nature complémentaire des moyens de production au niveau européen, mais également de la solidarité

²⁶

https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/774235/national_energy_and_climate_plan.pdf

²⁷ <https://www.nationalgrideso.com/document/162356/download>

²⁸ https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/fr_final_necp_main_en.pdf

européenne. En particulier, des interconnexions sont prévues avec l'Espagne, l'Italie, le Royaume-Uni et l'Irlande, et des études seront réalisées pour la faisabilité du renforcement des interconnexions avec l'Allemagne, la Suisse et la Belgique.

Juillet 2020 : National Grid, « Futurs scénario énergétiques »²⁹

Les perspectives de croissance de la capacité d'interconnecteur restent solides, les accords du marché de capacité offrant une certitude accrue à court terme pour les nouveaux projets de raccordement ces prochaines années.

La capacité d'interconnecteur augmente dans tous les scénari, portée par un pipeline solide de projets et les accords réglementaires au travers du régime de plafond et de plancher, tous les scénari envisageant des hausses tout au long des années 2020. Cela comprend de nouvelles connexions avec des pays tels que la France, le Danemark, l'Irlande, la Norvège, la Belgique et les Pays-Bas.

Il est prévu que la capacité d'interconnecteur augmente dans tous les scénari comme cela est indiqué dans la section sur l'approvisionnement d'électricité, atteignant 16-21 GW d'ici 2030. Grâce à leur flexibilité, les interconnecteurs deviendront de plus en plus importants au vu des hausses des énergies renouvelables.

Août 2020 : TYNDP (projet) : Plan d'investissement régional dans les mers du Nord³⁰

Une capacité d'interconnexion supplémentaire est requise dans la région entre les zones synchrones et les états membres.

Cette capacité supplémentaire :

- permet l'intégration de la production renouvelable, en autorisant les échanges transfrontalier et en minimisant donc la réduction de la consommation.
- aide à assurer la sécurité de l'approvisionnement alors que la flotte de production régionale évolue fortement.
- permet de maximiser la décarbonisation grâce au partage d'énergie propre provenant des diverses sources de production renouvelable au niveau européen.
- aide à la convergence des prix du marché grâce au partage des ressources de production les moins chères disponibles ; et
- offre la possibilité aux décideurs politiques d'obtenir la suffisance par le partage des ressources de production de manière plus rentable par opposition à une action indépendante de chaque pays.

Il est prévu que les capacités transfrontalières supplémentaires génèrent des flux d'énergie accrus dans les réseaux internes des états membres. Par conséquent, les corridors de transmission existants devront être renforcés ou de nouveaux corridors devront être identifiés et développés avec les futurs interconnecteurs.

²⁹ <https://www.nationalgrideso.com/future-energy/future-energy-scenarios/fes-2020-documents>

³⁰ https://eepublicdownloads.azureedge.net/tyndp-documents/loSN2020/200810_RegIP2020_NS_beforeconsultation.pdf

Août 2020 : TYNDP (projet) : Réalisation de la carte des besoins du système énergétique en 2030 et 2040³¹

L'étude trouve des besoins partout en Europe, avec un total de 50 GW de besoins sur près de 40 frontières en 2030 et 43 GW supplémentaires sur plus de 55 frontières en 2040. Traiter les besoins du système mettrait l'Europe sur les rails pour réaliser le Green Deal, avec 110 TWh d'énergie limitée économisés chaque année et 53 m tonnes d'émissions de CO2 évitées chaque année jusqu'en 2040. L'intégration du marché progresserait, la convergence des prix augmentant entre les zones d'offre grâce à 467 TWh/an supplémentaires d'échanges transfrontaliers d'ici 2040.

Sur les 93 GW de besoins identifiés entre 2025 et 2040, les projets de transmission en cours de conception ou de développement concernent environ 43 GW (sur certaines frontières, plusieurs projets sont parfois en concurrence pour traiter le même besoin). D'autres technologies telles que le stockage pourraient également répondre à ces besoins. Les 50 GW restants des besoins doivent encore être traités, par tous les moyens possibles.

³¹ https://eepublicdownloads.azureedge.net/tyndp-documents/loSN2020/200810_loSN2020mainreport_beforeconsultation.pdf

6. LICENCE D'INTERCONNECTEUR ET CERTIFICATION DES GRT

6.1. Régime de licence

La gestion et l'exploitation d'un réseau de système de transmission d'électricité ou de gaz en Grande-Bretagne et en France est une activité liée à une licence, et avant de lancer l'exploitation, l'opérateur du système de transmission doit a) détenir une licence d'exploitation et b) obtenir une certification de chaque ARN concernée qu'il se conforme aux dispositions de dégroupage contenues dans la Directive 2009/72/EC (« Certification des GRT »).

Les dispositions principales de la Directive 2009/72/EC (la « Directive ») concernant la licence sont comme suit :

- l'Article 3(1) requiert que les États membres s'assurent que les entreprises dans le secteur de l'électricité opèrent conformément aux dispositions de la Directive et ne doivent pas faire de discrimination entre ces entreprises quant aux droits ou aux obligations
- l'Article 9(1)(a) de la Directive requiert qu'une entreprise qui détient un système de transmission agisse comme un opérateur de système de transmission.
- l'Article 10(1) de la Directive requiert que les États membres mettent en place un régime pour certifier les opérateurs de système de transmission.
- l'Article 10(2) de la Directive prévoit que les entreprises qui ont été dûment certifiées soient approuvées et désignées comme des opérateurs de système de transmission par les États membres.
- l'Article 49(1) de la Directive requiert que tous les Etats membres transposent les dispositions de la Directive en législation domestique d'ici le 3 mars 2011.

En Grande-Bretagne, la Directive a été transposée en législation domestique par la loi relative à l'électricité, la loi sur les services publics et la loi sur l'énergie. En France, la Directive a été transposée en législation domestique par l'intermédiaire du Code de l'énergie.

Dans un jugement récent rendu par la Cour de Justice européenne le 14 novembre 2019 dans *Baltic Cable AB v Energimarknadsinspektionen*³² la cour a apporté de la clarté sur l'application des réglementations à différents types d'entreprises, en particulier les entreprises qui exploitaient des interconnecteurs et un réseau de transmission, et les entreprises qui ont été formées uniquement pour exploiter un seul interconnecteur individuel.

La cour s'est vue demander de considérer deux questions de principe :

- (i) si l'entreprise devrait être considérée et traitée comme un GRT ; et
- (ii) si une entreprise qui exploitait uniquement un seul interconnecteur était habilitée à conserver les revenus de congestion pour financer ses activités ou si tout ou partie de ces recettes devraient être données au GRT national pour financer l'investissement, et l'entretien, du réseau de transmission national étendu.

³² <http://curia.europa.eu/juris/document/document.jsf?text=&docid=220659&pageIndex=0&doclang=EN&mode=req&dir=&occ=premier&part=1&cid=1884296>

La CEJ a statué que :

- (i) les entreprises dont le seul objet est d'exploiter un interconnecteur, telle que Baltic Cable AB sont des GRT ;
- (ii) ces entreprises sont autorisées à conserver les recettes des rentes de congestion pour financer leurs activités ; et
- (iii) les autorités réglementaires nationales doivent mettre ces GRT dans une position leur permettant de financer leurs activités, ce qui comprend la réalisation d'un profit approprié, en particulier, afin de les empêcher d'être discriminées par comparaison avec les autres GRT concernés.

6.2. Certification des GRT

L'objet de la certification des GRT est d'assurer la conformité avec les exigences de dégroupage de la décrites dans la Directive.

L'Article 9 de la Directive requiert que les GRT se conforment à l'un des modèles de dégroupage de la propriété présentés dans la Directive. Le modèle par défaut est le dégroupage complet de la propriété. Dans le cadre du modèle de dégroupage complet de la propriété, la même personne, ou les mêmes personnes, ne sont pas habilitées directement ou indirectement à exercer un contrôle sur une entreprise de production ou d'approvisionnement et directement ou indirectement à exercer un contrôle ou exercer un droit sur un GRT ou sur un système de transmission. Au contraire, la même personne ne peut pas directement ou indirectement exercer un contrôle sur un GRT ou sur un système de transmission et directement ou indirectement exercer un contrôle ou un droit sur une entreprise de production ou d'approvisionnement.

La procédure et le calendrier pour obtenir la certification des GRT sont les suivants :

- après réception d'une demande complète, les ARN ont quatre mois pour prendre une décision préliminaire de certification. Si une demande est considérée matériellement incomplète, l'échéance peut être étendue de 4 mois supplémentaires.
- La décision préliminaire des ARN doit être soumise à la Commission pour qu'elle donne un avis sur la compatibilité de la décision préliminaire avec les objectifs de la Directive. La Commission a deux mois à compter de la réception pour donner son avis. Cette échéance peut être étendue de deux mois si la Commission demande à l'Agence européenne pour la coopération des régulateurs de l'énergie de donner son avis sur la décision préliminaire.
- Les ARN ont deux mois à compter de la réception de l'avis de la Commission pour parvenir à une décision finale sur la certification. Pour parvenir à cette décision, les ARN doivent tenir le plus grand compte de l'avis de la Commission.

Concernant les interconnecteurs, le fichier de demande doit être soumis simultanément à l'ARN concernée.

Le seul objet de GridLink est de construire et d'exploiter un interconnecteur et il n'exerce pas directement ou indirectement un contrôle sur une entreprise de production ou d'approvisionnement.

GridLink entend demander la Certification en tant que GRT en Q1 2021.

6.3. Licence d'interconnecteur en Grande-Bretagne

En Grande-Bretagne, la Directive a été transposée en législation domestique par la loi sur l'électricité, la loi sur les services publics et la loi sur l'énergie. L'autorité réglementaire nationale concernée en Grande-Bretagne est le Bureau des Marchés du Gaz et de l'Électricité (Ofgem). Conformément à ces lois, l'Ofgem a lancé cinq classes de détenteur de licence d'électricité :

1. Génération ;
2. Transmission ;
3. Distribution ;
4. Approvisionnement ; et
5. Interconnexion.

GridLink s'est vu attribuer une Licence d'Interconnecteur par Ofgem le 20 décembre 2016³³. C'est une entreprise d'électricité conformément à l'Article 2(35) de la Directive 2009/72/EC.

La Licence d'Interconnecteur accorde à GridLink l'autorisation d'agir comme un opérateur d'interconnecteur sous réserve des conditions contenues dans la licence (qui comprend une exigence d'obtention et de maintien de la certification en tant que GRT).

Une copie de la Licence d'Interconnecteur de de GridLink est jointe en Annexe 2.

6.4. Licence d'Interconnecteur en France

En France, il n'existe pas de concept similaire de Licence d'Interconnecteur, l'Article L111-1 du Code de l'énergie français reconnaissant plutôt trois classes d'activité :

1. Transmission d'électricité ;
2. Distribution d'électricité ; et
3. Approvisionnement d'électricité

Conformément à ces classifications GridLink a besoin d'une licence de transmission d'électricité pour l'exploitation. De la même façon que la Licence d'Interconnecteur en Grande-Bretagne autorise une entreprise à être un GRT sous réserve de la satisfaction de certaines conditions, l'Article L111-2 du Code de l'énergie prévoit que CRE désigne le responsable d'un réseau de transmission comme un GRT. De manière similaire, l'Article L111-3 stipule que l'autorisation finale de réaliser toutes les fonctions d'un GRT est assujettie à la Certification en tant que GRT.

GridLink entend demander une licence de transmission d'électricité en Q1 2021.

³³ <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/gridlink-interconnector-limited-notice-subvention-electricity-interconnector-licence>

7. ACCORDS DE RACCORDEMENT AU RÉSEAU

7.1. Accord de raccordement au réseau – Grande-Bretagne

En Grande-Bretagne, le système de transmission public de l'électricité est exploité par l'Opérateur du réseau d'électricité National Grid (NG ESO) (anciennement National Grid Electricity Transmission plc (NGET)). La procédure pour l'obtention d'un raccordement au réseau est présentée dans le « Code de raccordement et d'utilisation du réseau » (CUSC) de NG ESO.

Après réception d'une offre formelle de raccordement de NG ESO et conformément à la procédure de raccordement présentée dans le CUSC, GridLink a exécuté les accords suivants le 27 octobre 2016 :

- Accord bilatéral de raccordement
- Accord de construction ; et
- Accord d'accession au CUSC

Des copies de ces accords sont contenues en Annexe 3. Les accords assurent à GridLink une capacité ferme d'import/export allant jusqu'à 1 500 MW et un point de raccordement à la sous-station de NG ESO à Kingsnorth.

Les accords ont ensuite été actualisés pour inclure des détails plus techniques après des réalisations d'études sur le système et pour donner une nouvelle date de début de la mise en service (19 décembre 2023) et une date d'achèvement le 18 juin 2024. Ces accords actualisés sont également présentés en Annexe 3 et les dates sont compatibles avec le calendrier de développement et de construction de GridLink.

7.2. Sélection du point de raccordement au réseau en Grande-Bretagne

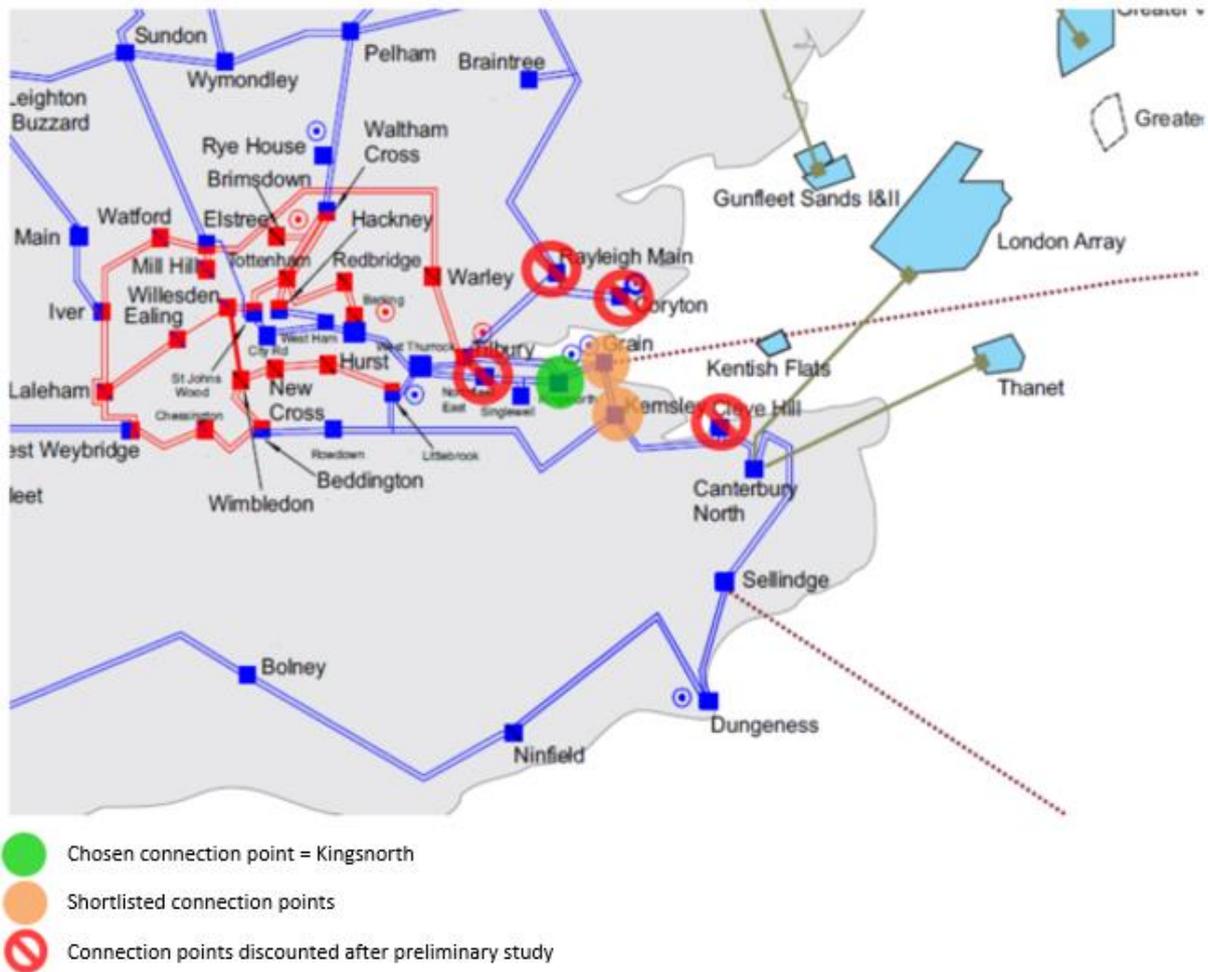
Dans le cadre de la procédure de raccordement au réseau, NG ESO a produit une note d'options de raccordement et d'infrastructure³⁴ (CION). L'objet de ce document est d'identifier une étendue de points de raccordement potentiels au réseau et de sélectionner l'option de raccordement la plus économique et efficace en matière de coûts de construction, contraintes de planification et considérations environnementales. Dans le cadre de cette procédure, NG ESO entreprend une analyse coûts-bénéfices sur chaque option de raccordement qui tient compte des coûts d'investissement, du coût de contrainte opérationnel de prévision associé et des coûts d'équilibrage transfrontalier attribuables à l'option de raccordement.

Pour GridLink, NG ESO a considéré sept points de raccordement potentiels, dont les emplacements sont présentés sur la carte en Figure 6 et désignés comme suit :

- Cleve Hill
- Coryton
- Grain
- Kemsley
- Kingsnorth
- Northfleet East
- Rayleigh Main

³⁴ *Instruction sur le processus CION : Processus sur la Note d'options de raccordement et d'infrastructure (CION), Instruction v3.0 (octobre 2015).*

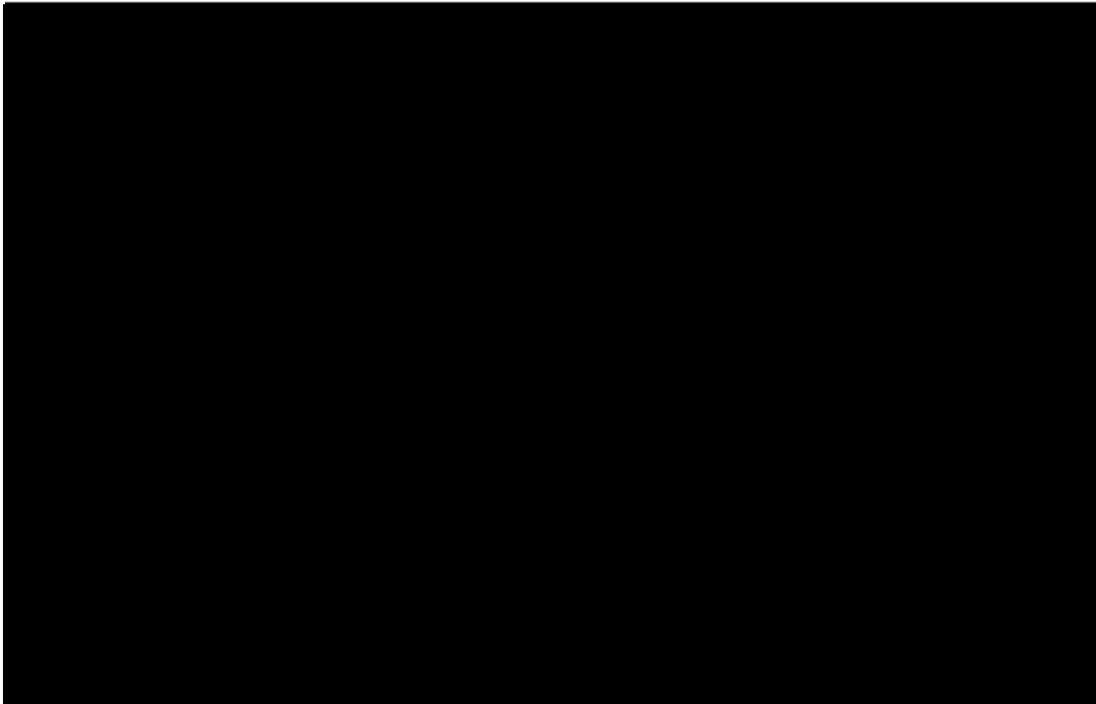
Figure 6 : Points de raccordement au réseau potentiels évalués par NG ESO



Quatre des points de raccordement candidats (Cleve Hill, Coryton, Rayleigh Main et Northfleet East) ont été écartés par NG ESO après une évaluation préliminaire en raison des besoins importants de travaux de renforcement et de nouvelles lignes aériennes. Les trois points de raccordement potentiels restants (Grain, Kemsley et Kingsnorth) ont été pris en compte pour l'analyse ACB.

La Figure 7 montre la valeur actuelle des coûts de contrainte qui surviendraient après la construction de GridLink à chacun des emplacements considérés et dans le cadre de quatre scénari de marché différents. Il peut être observé que le raccordement à Grain ou Kemsley entraînerait dans deux scénari de marché une augmentation des coûts de contrainte alors qu'un raccordement à Kingsnorth entraînerait une diminution des coûts de contrainte dans le cadre de tous les scénari de marché.

Figure 7 : Coûts de contrainte du réseau en Grande-Bretagne



NG ESO a réalisé l'ACB pour déterminer la valeur actuelle totale de coûts pour chaque point de raccordement dans le cadre des quatre scénarii de marché considérés. Les résultats sont présentés dans le Tableau 4. Les résultats de l'analyse montrent que Kingsnorth est le point de raccordement le plus rentable, générant des économies substantielles pour NG ESO dans 3 des 4 scénari.

Tableau 4 : Valeur actuelle totale nette des coûts de raccordement (Option 1)

	Total Cost			
	GG	SP	CP	NP
Grain				
Kemsley				
Kingsnorth				

Légende : GG – Passé au vert, SP – Progression lente, CP – Puissance de consommation, NP – N° Progression

Du point de vue environnemental, les longueurs de câble à terre de la station de conversion à chaque sous-station sont toutes comparables et relativement courtes (<3 km), mais afin d'accéder au site pour la station de conversion à Kemsley une longueur de câble d'environ 16 km serait requise dans l'estuaire du Swale, qui est peu profond et s'assèche, révélant des vasières intertidales rendant la pose du câble difficile et plus coûteuse.

À Kingsnorth et Grain l'accès pour le câble offshore se ferait par l'estuaire de la Medway beaucoup plus profond où aucune contrainte similaire n'est présente. L'ACB montre clairement qu'un raccordement à Kingsnorth est plus bénéfique qu'un raccordement à Grain.

En ce qui concerne les risques techniques et d'accord des points de raccordement et des trajets de câble alternatifs, ainsi que l'analyse coûts-bénéfices, le processus CION a identifié Kingsnorth comme l'emplacement optimal pour le raccordement de GridLink au réseau de transmission d'électricité en Grande-Bretagne.

La Note d'options de raccordement et d'infrastructure (CION) de NG ESO est jointe en Annexe 4.

Les travaux qui doivent être entrepris par NG ESO sont résumés sur la Figure 8. GridLink est responsable de la construction du câble en courant alternatif souterrain de la station de conversion à la sous-station à Kingsnorth, sur une distance d'environ 1 km.

Figure 8 : Travaux de raccordement au réseau à entreprendre par NG ESO

Part 1 - Attributable

Project	Project Description
033748-033748	Provide the User with a spare bay at Kingsnorth 400kV substation (spare bay 3).
033748-201782	Installation of a new coupler breaker with associated bay works between main busbar 3 and circuit breaker X220.
033748-200441	Extension of the existing Sellindge and Grain OTS to Gridlink connection.
033748-200442	Extension of (Wider Area Monitor) WAM scheme to Kingsnorth site.

Part 2 – Non - attributable

Project	Project Description
020865-020865	Increasing the thermal rating of Kemsley-Littlebrook-Rowdown (Kemsley Leg and Littlebrook Leg) circuits.
100116-200654	The new tunnel for increasing the thermal rating of cable sections from Tilbury – Kingsnorth and Tilbury-Grain circuit.
100116-200307	Upgrading of the Tilbury-Grain and Tilbury-Kingsnorth OHL and cable circuits.

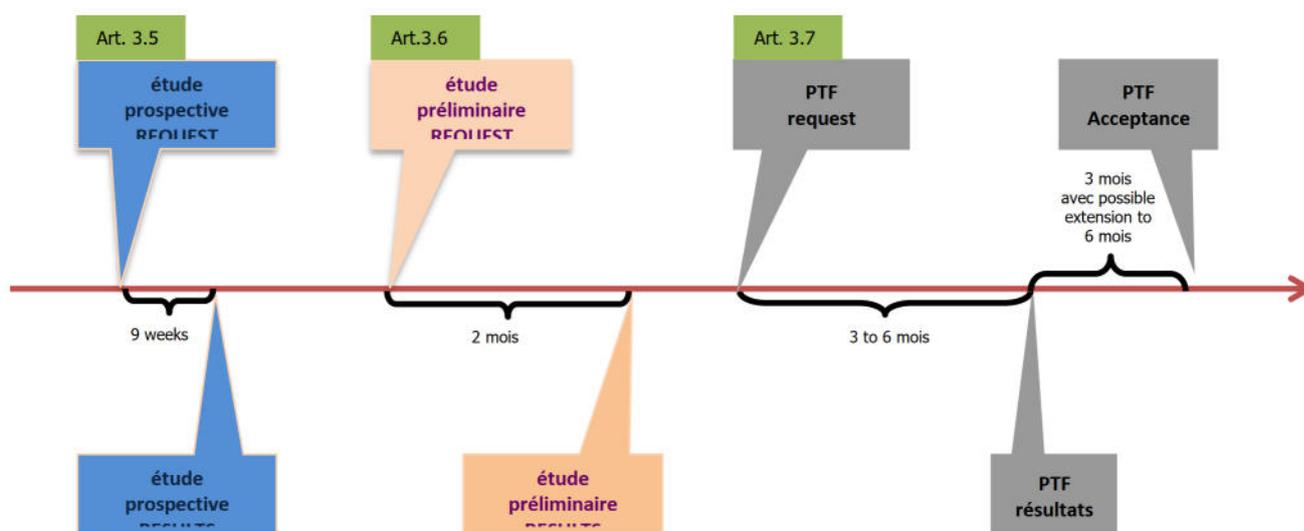
7.3. Accord de raccordement au réseau français

En France, le système public de transmission d'électricité est exploité par Réseau de Transport d'Électricité (RTE). Le processus de raccordement au réseau comprend cinq étapes :

- étude prospective : évaluation initiale de la capacité disponible à divers emplacements pour sélectionner le point de raccordement préféré
- étude préliminaire : étude de faisabilité du point de raccordement préféré
- Proposition technique et financière (PTF) : définition des propositions techniques et financières pour le point de raccordement préféré
- Accord de raccordement (étape 1 et Étape 2) : détail supplémentaire sur les spécifications techniques et planification des travaux de construction
- Accords avant mise en service : accord d'accès au réseau, accord d'utilisation en période d'essai et accord final d'exploitation

La procédure est illustrée sur la Figure 9. L'acceptation de la Proposition Technique et Financière (PTF) fournit l'engagement de mise en œuvre du raccordement au réseau par GridLink et RTE.

Figure 9 : Procédure de Proposition Technique et Financière (PTF)

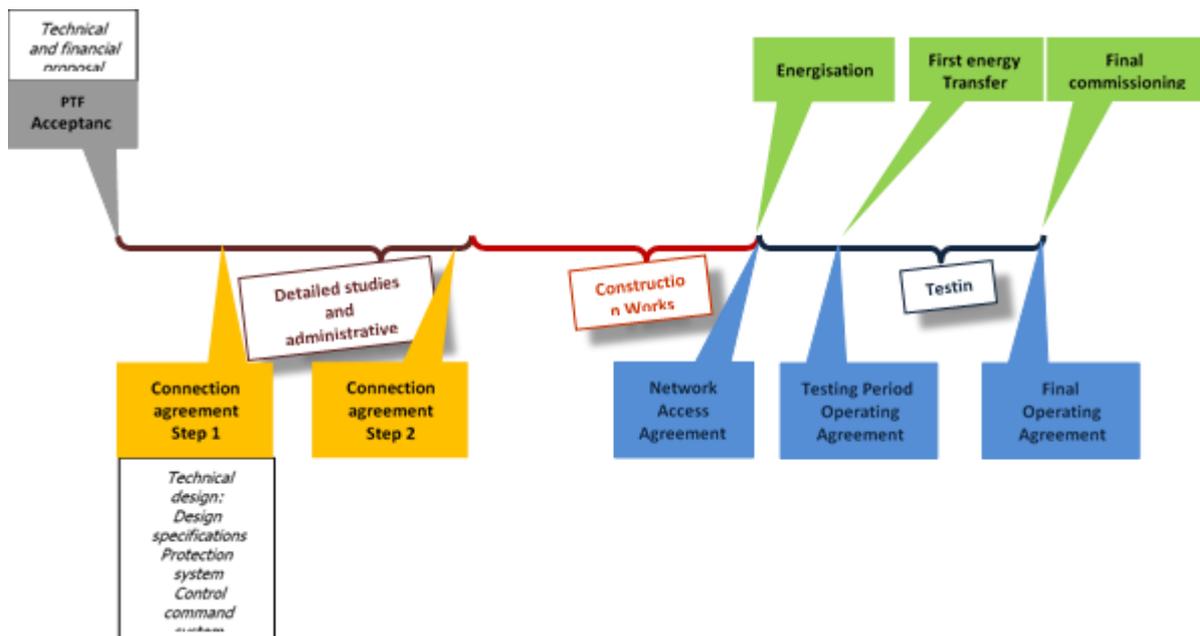


La procédure de raccordement au réseau en France a été lancée avec RTE en mai 2015. L'Accord d'Étude de Faisabilité a été signé avec RTE le 6 mai 2015. L'étude prospective a été achevée en juin 2015 et l'étude préliminaire a été achevée en septembre 2016.

La Proposition Technique et Financière (PTF) a été exécutée par RTE et GridLink le 25 mai 2017 (Accord N° 2017-002). Une copie de la PTF est jointe en Annexe 5. L'accord de raccordement fournira à GridLink une capacité ferme d'import/export de 1 400 MW à la sous-station de Warande de RTE d'ici le 30 avril 2022.

La procédure après l'exécution de la PTF jusqu'à la mise en service finale est présentée sur la Figure 10.

Figure 10 : Procédure après la PTF pour les travaux de construction et la mise en service



Il faut noter que la procédure pour l'obtention d'un raccordement au réseau décrit ci-dessus est la procédure prescrite pour les interconnecteurs « autonome » ou « commercial », appelée procédure « Nouvelle Interconnexion Dérogatoire » (NID).

Actuellement, en France, il n'existe pas de procédure similaire pour un promoteur de projet développant un interconnecteur « régulé » afin d'obtenir un raccordement au réseau malgré le contexte réglementaire prévalent, comme cela est décrit dans la section 3 de cette demande d'investissement, permettant à un promoteur de projet privé de développer, de construire et d'exploiter un projet PIC d'interconnecteur régulé tel que GridLink.

Il en découle qu'afin d'assurer un raccordement au réseau, le promoteur de projet d'un interconnecteur régulé doit demander un raccordement par la procédure NID. Une condition dans le contrat de raccordement requiert cependant que le promoteur de projet obtienne une exemption dans un délai de 18 mois après l'exécution de l'accord de raccordement. Si l'exemption n'est pas octroyée au sein de cette période, le contrat est résilié et le promoteur de projet perd les droits de raccordement et sa place dans la file pour la capacité de raccordement. Comme le promoteur de projet d'un interconnecteur régulé ne cherche pas par définition une exemption, le contrat est résilié après 18 mois et le promoteur doit refaire une demande de capacité sans garantie que la capacité sera disponible. Cela rend en effet impossible pour le promoteur de projet d'un interconnecteur régulé d'obtenir un raccordement au réseau pour plus de 18 mois.

L'absence d'une procédure de raccordement au réseau pour les promoteurs de projet d'interconnecteur régulé est une grave anomalie réglementaire et une entrave qui sert effectivement à empêcher le développement d'un interconnecteur régulé en France par des promoteurs autres que le GRT titulaire.

GridLink a informé le GRT français (RTE) et l'autorité réglementaire nationale (CRE) française de cette position et de l'obligation de CRE dans le cadre de la loi européenne de créer des conditions de jeu

égales entre les participants du marché. GridLink s'attend totalement à ce que des mesures soient prises pour remédier à cette anomalie avant que GridLink termine le bouclage financier.

Pour les raisons qui précèdent l'offre initiale de GridLink pour le raccordement au réseau a expiré en novembre 2018 et GridLink a été forcée de demander un nouveau raccordement par la procédure NID. Une nouvelle PTF a été formulée et un contrat exécuté le 26 juin 2019. Une copie de l'accord est également fournie en Annexe 5.

GridLink est actuellement en discussion avec RTE concernant un amendement technique à la dernière PTF.

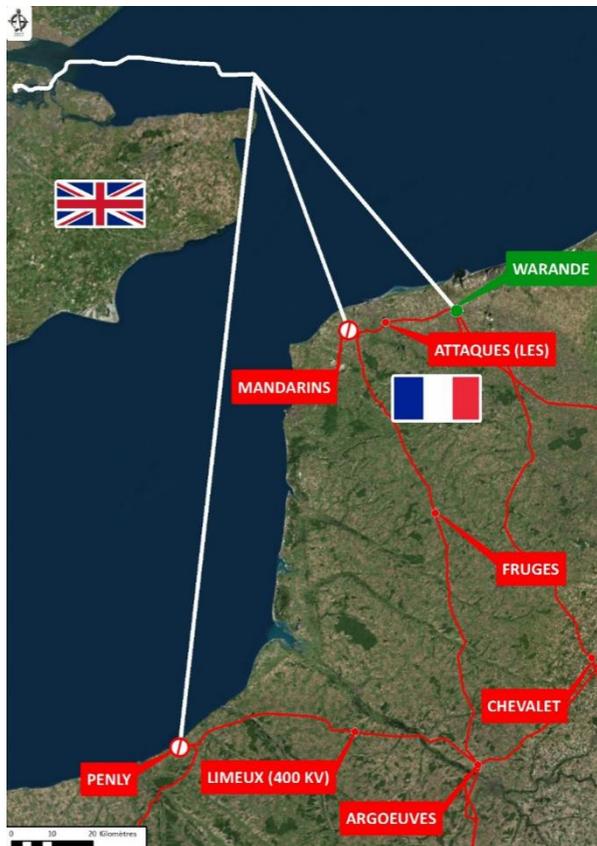
7.4. Sélection du point de raccordement au réseau en France

RTE a achevé l'étude prospective en juin 2015. C'est une étude de haut niveau conçue pour identifier les sous-stations avec une capacité disponible suffisante pour fournir la capacité d'import/export requise par GridLink.

Le domaine de l'étude a été défini pour identifier les points de raccordement potentiels sur la côte nord française afin de minimiser la longueur du câble de l'interconnecteur entre la Grande-Bretagne et la France. Les points de raccordement potentiels le long des 170 km de côte nord française entre Barnabos près de Penly et Warande, près de Dunkerque, ont été identifiés et examinés.

Les limites du domaine de l'étude sont présentées sur la Figure 11.

Figure 11 : Points de raccordement au réseau potentiels en France



L'étude prospective a évalué la disponibilité de la capacité d'import/export sur le réseau 400 kV et le risque de limitation sur la base de simulations d'un grand nombre de scénari concernant la production, la demande et les échanges pendant différentes périodes de l'année et pendant la journée.

Pour chaque scénario, RTE a déterminé si GridLink serait confronté à des problèmes de congestion. L'étude a également tenu compte des projets prévus jusqu'en 2024, notamment les nouveaux interconnecteurs vers la Grande-Bretagne (FAB, IFA2, ElecLink), l'Irlande et l'Espagne, les fermes éoliennes offshore (Tréport, Fécamp, Courseulles, St Brieuc, St Nazaire) ainsi que les travaux prévus de renforcement du réseau (nouveau circuit de 400 kV à Avelin-Mastaing, second circuit de 400 kV à Avelin-Gavrelle, second circuit de 400 kV à Lonny-Vesle-Seuil).

L'étude a trouvé trois points de raccordement potentiellement adaptés à Warande, Penly et Mandarins. Les résultats de l'étude sont résumés dans le Tableau 5.

Il peut être observé que la limitation sur la capacité d'import ou d'export peut être attendue sur deux des trois points de raccordement potentiels et seulement un raccordement à Warande offrait peu, voire aucune restriction sur la capacité d'import ou d'export.

Tableau 5 : Principaux résultats de l'étude prospective de RTE

Sous-station	Import en France	Export de France
Warande	Faible risque de limitation	Aucune limitation
Penly/Inchville	Risque de limitation (en raison de la congestion sur la ligne Barnabos-Rougemontier)	Faible risque de limitation
Mandarins	Fort risque de limitation (en raison de la congestion sur la ligne Mandarins-Argoeuves)	Fort risque de limitation (en raison de la congestion sur la ligne Mandarins-Warande)

De plus, bien qu'un raccordement à Penly comporte moins de risque de limitation qu'un raccordement à Mandarins, la distance transmanche de la Grande-Bretagne à la France est de plus de 100 km de plus jusqu'à Penly qu'elle ne l'est jusqu'à Mandarins. Il peut également être observé grâce au Tableau qu'un raccordement à Mandarins comporte un risque élevé de limitation, alors qu'un raccordement à Warande comporte peu, voire aucun, risque de limitation.

Comme le raccordement à Warande offre la longueur la plus courte de câble sous-marin entre la Grande-Bretagne et la France, et présente le risque le plus faible de limitation, la sous-station de Warande a été sélectionnée comme le point de raccordement préféré pour GridLink et a été sélectionnée comme point de raccordement préféré pour la deuxième évaluation de faisabilité plus détaillée de RTE, l'étude préliminaire.

L'étude préliminaire a été achevée en septembre 2016. Elle avait trois principaux objectifs :

- évaluation de la faisabilité technique d'un raccordement ;
- évaluation du coût de mise en place d'un raccordement ; et
- estimation du calendrier pour assurer la capacité de raccordement requise

L'étude préliminaire utilise les mêmes hypothèses et prévisions de marché que l'étude prospective mais fait également un test de stress du système dans le cadre des conditions N et N-1 afin d'identifier un renforcement du réseau pouvant s'avérer nécessaire. L'étude conclut qu'un raccordement à Warande est techniquement faisable, qu'aucun renforcement du réseau n'est nécessaire et que la capacité de raccordement pourrait être assurée d'ici la date de raccordement requise. Une copie de l'étude préliminaire est jointe en Annexe 6.

Ensuite, RTE a entrepris des études supplémentaires sur la stabilité du réseau, des études techniques pour déterminer la conception optimale pour un raccordement relative à la configuration existante de la sous-station de Warande, et déterminé le trajet optimal pour la longueur de 3 km de câble de courant alternatif reliant la station de conversion à la sous-station de Warande. De plus, RTE a fourni les éléments de conception et d'installation pour la construction du raccordement souterrain.

La liste des principaux travaux qui doivent être réalisés par RTE pour assurer le raccordement est la suivante :

- fourniture de 2 x 3 km de câble de courant alternatif entre le convertisseur GridLink et la sous-station de Warande
- installation de 2 x 3 km de câble (génie civil, évacuation, forage directionnel horizontal)
- fourniture et installation des équipements en extension de la sous-station de Warande (disjoncteurs, relais, comptage, matériel de commande et équipements de communication)

7.5. Coûts de raccordement au réseau

7.5.1. Coûts de raccordement au réseau en Grande-Bretagne

Le coût total des travaux attribuable à GridLink pour assurer le raccordement à la sous-station de Kingsnorth de NG ESO est d'environ [REDACTED] de livres. NG ESO réévalue ce coût tous les six mois selon la progression des travaux et il est fixé avant le début de la construction. Le Tableau 6 montre l'estimation des coûts par NG ESO en juin 2020.

Il faut noter que le câble en courant alternatif reliant la station de conversion de GridLink à la sous-station de Kingsnorth de NG ESO sera financé, détenu et exploité par GridLink et les coûts associés sont inclus dans les coûts d'investissement du projet.

Tableau 6 : estimation par NG ESO des coûts de raccordement au réseau attribuables à GridLink

Gridlink Interconnector

ETYS Zone	Wider Liability	TEC (MW)	Agreement Reference	Commissioning Date	Trigger Date	Consented
C2	£1,734.48	1500	A/GRIDL/16/309-EN(0)	31/10/2022	01/04/2019	No

Attributable Works

Component	Attributable Works Capital Cost	LARF	SIF	Distance Factor	Attributable Works Cancellation Amount
033748-201854					
033748-033748					
033748-200442					
033748-200441					
033748-201782					
Totals					

S Curve

Period	Total Spend	Actual Attributable Liability	Fixed Attributable Liability	Wider Charge
April 2020 - September 2020				
October 2020 - March 2021				
April 2021 - September 2021				
October 2021 - March 2022				
April 2022 - September 2022				
October 2022 - March 2023				
April 2023 - September 2023				
October 2023 - March 2024				
April 2024 - September 2024				

7.5.2. Coûts de raccordement au réseau en France

Le coût total des travaux attribuable à GridLink pour assurer le raccordement à la sous-station de Warande de RTE est d'environ [REDACTED] d'euros. Un résumé des coûts totaux (extrait de la PTF) est présenté dans le Tableau 7. Les coûts sont détaillés en travaux de sous-station (Tableau 8) et en travaux relatifs à l'approvisionnement et à l'installation du câble (Tableau 9).

Ces coûts, notamment ceux d'achat et de l'installation du câble, sont financés uniquement par GridLink et sont inclus dans le coût d'investissement du projet. Cependant, RTE réalisera les procédures nécessaires pour les permis, le programme d'appel d'offres et les travaux de construction. De plus, RTE détiendra, exploitera et entretiendra les 3 km de câble en courant alternatif entre la station de conversion de GridLink et la sous-station de RTE à Warande.

Tableau 7 : estimation par RTE des coûts de raccordement au réseau attribuables à GridLink

Contribution financière (en k€ hors taxe)	
Phase « Etudes »	
Liaison	[REDACTED]
Poste	[REDACTED]
Montant de la phase « Etudes » :	[REDACTED]
Phase « Travaux »	
Liaison	[REDACTED]
Poste	[REDACTED]
Montant de la phase « Travaux » :	[REDACTED]
Montant total :	[REDACTED]

Tableau 8 : Coûts de raccordement au réseau de RTE – Travaux de sous-station

Détail du montant des travaux/fourniture/ingénierie pour la part Poste

La part Poste porte sur les travaux afin de réaliser le nouveau poste 400 KV nécessaire au raccordement du Demandeur et les travaux à réaliser dans le poste du Demandeur.

Désignation	Coût Fournitures principales (k€)	Coût Travaux (k€)	Ingénierie (k€)	Coût total (k€)	Caractéristiques
Poste	[REDACTED]			[REDACTED]	
Terrain					
TOTAL				[REDACTED]	

Décomposition des rubriques POSTE	
Terrain	[REDACTED]
Ouvrages généraux	drainage, réseau de terre, services auxiliaires, télécommunication, ...
Cellule	Disjoncteurs, sectionneurs, protections, liaisons HT, Jeux de barres, ...
Autres prestations	contrôle, coordination sécurité, réception et mise en service, divers électriques, divers...

Tableau 9 : Raccordement au réseau de RTE – Coût d’approvisionnement et d’installation du câble

Détail du montant des travaux/fourniture/ingénierie pour la part Liaison

La part Liaison porte sur les travaux afin de réaliser les deux antennes entre le poste du Demandeur et le poste créé ainsi que les travaux nécessaires à l’entrée en coupure des deux lignes 400 kV dans le poste créé.

Désignation	L (km)	Coût Fournitures principales (k€)	Coût Travaux (k€)	Ingénierie (k€)	Coût total (k€)	Caractéristiques
Liaisons de raccordement	2 x 3 km					Câble 2500 mm ² Cuivre émaillé
Entrée en coupure	-					
TOTAL						

Décomposition des rubriques LIAISON	
Fournitures principales	Fourniture des câbles de puissance, des extrémités et des jonctions des câbles de puissance, des câbles de terre, des câbles de communication et accessoires des câbles de communication, montages des extrémités et des accessoires, ... Fourniture pylônes pour travaux de ripage
Travaux de construction	Aménagements, démolitions, fouilles, remblais, préparation du chantier de pose, essai de gaine de la liaison, préparation du chantier câblé, réfection, tirage des différents câbles, ... Ripage de l’axe double
Autres prestations	contrôle, coordination sécurité, réception et mise en service, ...

8. ACCORDS DE DÉVELOPPEMENT ET PERMIS ENVIRONNEMENTAUX

8.1. Notification préalable à la demande dans le cadre des Réglementations TEN-E

La Réglementation déléguée de la Commission N° 2018/540 du 23 novembre 2017 modifiant la Réglementation (UE) N° 347/2013 du Parlement européen et du Conseil concernant la liste de l'Union des Projets d'intérêt commun, connue sous le nom de Réglementation TEN-E (Réglementation sur les réseaux transeuropéens – énergie), est entrée en vigueur le 1^{er} juin 2013 et fournit une procédure rationalisée pour les projets d'infrastructure conçus comme des Projets d'intérêt commun pour obtenir les accords de développement nécessaires et les permis et autorisations relatifs qui sont requis pour leur construction et leur exploitation.

L'Article 8(1) de la Réglementation TEN-E requiert que chaque État membre désigne une Autorité compétente nationale (ACN) qui coordonnera et facilitera le processus d'octroi de permis et fournira un point de contact unique aux développeurs.

En France, l'ACN est la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC) au sein du Ministère de la Transition écologique et solidaire. Au Royaume-Uni, l'ACN désignée est le Département des Affaires, de l'Énergie et de la Stratégie Industrielle (BEIS). Concernant les câbles d'interconnecteur sous-marin, le BEIS a délégué ses missions en tant qu'autorité compétente à la Marine Management Organisation (MMO).

L'Article 10(1) de la Réglementation TEN-E fixe un calendrier total de 3,5 ans pour achever le processus d'autorisation, avec une période indicative de 2 ans pour les procédures de demande préalable – la préparation des calendriers nécessaires, des dossiers de demande, le concept de participation publique et de consultation publique sur les propositions – et 1,5 an pour la détermination des demandes par les autorités statutaires concernées.

Afin d'établir la date de début du processus d'octroi de permis dans le cadre des conditions de la Réglementation TEN-E, les promoteurs de projet sont tenus de notifier le projet aux autorités compétentes dans chaque État membre concerné par écrit et d'inclure dans la notification un aperçu raisonnablement détaillé du projet (une « notification de demande préalable »). Au plus tard trois mois après réception de la notification de demande préalable, l'autorité compétente doit, notamment pour le compte de toutes les autorités concernées au sein de l'État membre concerné, accepter ou rejeter la notification. La réception des accusés de réception est recommandée par l'ACER avant la soumission d'une demande d'investissement mais ce n'est pas une exigence conformément à la Réglementation 347/2013.

GridLink a soumis sa notification de demande préalable à la DGEC en France et à la MMO au Royaume-Uni le 24 avril 2018. Des copies des notifications de demande préalable sont fournies en Annexe 7.

La MMO et la DGEC ont transmis des accusés de réception le 26 juin 2018 et le 5 novembre 2018, respectivement. Des copies des accusés de réception sont fournies en Annexe 8.

Les accusés de réception des autorités compétentes signifient que GridLink est suffisamment mature pour poursuivre le processus d'autorisation.

8.2. Accords de développement et permis en France

Les accords de développement, permis et autorisations en France que GridLink est tenu d'obtenir (ou de rechercher une dérogation) sont présentés dans le Tableau 10.

Tableau 10 : Registre des permis en France

Réf.	Permis	Loi applicable	Autorité compétente
1	Consultation/débat public préalable	Code de l'environnement, article R121-2	Commission Nationale du Débat Public (CNDP)
2	Consultation publique	Code de l'environnement, article L123-2 et R214-8 Code de la propriété publique, article R2124-7 Droit du littoral	Préfecture du Nord via le tribunal administratif, désignation d'un Commissaire Enquêteur
3	Évaluation de l'impact environnemental (EIE)	Code de l'environnement, article R122-2	Préfecture du Nord Autorité environnementale
4	Autorisation environnementale/autorisation unique (AU-IOTA)	Ordonnance n° 2014-619	Préfecture du Nord représentée par la Direction Départementale du Territoire et de la Mer (DDTM)
5	Procédure des lois sur l'eau (incluse dans l'autorisation environnementale)	Code de l'environnement, article R214-1	Préfecture du Nord représentée par la Direction Départementale du Territoire et de la Mer (DDTM)
6	Procédure Convention Espoo (incluse dans l'EIE)	Code de l'environnement, article R122-5	Ministère de l'écologie, du développement durable et de l'énergie
7	Évaluation appropriée NATURA 2000 (incluse dans l'EIE)	Code de l'environnement, article R414-19	Aucune autorité compétente spécifique
8	Procédure pour les espèces protégées (incluse dans l'autorisation environnementale)	Environnement, article L411-1 et L411-2	Préfecture du Nord
9	Droit d'utilisation du domaine maritime public – juridiction des eaux territoriales (DPM-TW)	Code de la propriété publique, article R2124-1	Préfecture du Nord Délégation à la Mer et au Littoral (DML)
10	Droit d'utilisation du domaine maritime public – juridiction des ports (DPM-GPMD)	Code de la propriété publique, article R2124-1	Grand Port Maritime de Dunkerque (GPMD)
11	Procédure du droit du littoral (incluse dans la DPM)	Droit du littoral	Préfecture du Nord Délégation à la Mer et au Littoral (DML)

Réf.	Permis	Loi applicable	Autorité compétente
12	Décision préventive archéologique marine	Code du patrimoine, Article R523-4	Département des recherches archéologiques subaquatiques et sous-marines (DRASSM)
13	Décision préventive archéologique	Code du patrimoine, Article R523-4	Direction Régionale des Affaires Culturelles (DRAC)
14	Permis de construire	Code d'aménagement urbain, article R421-14	Grand Port Maritime de Dunkerque (GPMD)

En plus des accords de développement et des permis listés ci-dessus, il peut être nécessaire d'obtenir d'autres permissions spécifiques de la Préfecture Maritime, la Délégation à la Mer et au Littoral (DML), la Direction Départementale du Territoire et de la Mer (DDTM) et/ou du Département des recherches archéologiques subaquatiques et sous-marines (DRASSM) pour des études offshore ou environnementales supplémentaires ou des travaux d'intervention relatifs aux munitions non explosées ou aux autres obstacles sur le fond de la mer rencontrés pendant la construction.

GridLink a déjà achevé les procédures d'autorisations listées ci-dessous :

- procédure de consultation préalable (avec phase finale des consultations publiques définie dans le cadre des dossiers des enseignements qui doivent être achevés en octobre 2020) ;
- convention avec le DRASSM relative à la décision préventive archéologique marine ;
- autorisation de code de recherche, permis d'occupation temporaire et déclaration des lois sur l'eau pour les études géophysique, géotechnique et environnementale offshore ;
- décision archéologie préventive pour le site de la station de conversion.

En Septembre 2020, le DRASSM a achevé son examen en plongée et confirmé qu'aucun site d'intérêt historique ou archéologique n'est présent sur le trajet du câble dans les eaux territoriales françaises.

L'évaluation de l'impact environnemental et les dossiers de demande pour l'autorisation environnementale et les droits d'utilisation du domaine public maritime sont actuellement en préparation et devraient être soumis d'ici décembre 2020.

8.3. Accords de développement et permis en Grande-Bretagne

Les accords de développement, permis et autorisations en Grande-Bretagne que GridLink doit obtenir (ou chercher une dérogation) sont présentés dans le Tableau 11.

En plus des accords de développement et des permis, les études géophysique, géotechnique et environnementale offshore et les travaux d'intervention relatifs aux munitions non explosées ou aux autres obstacles sur le fond marin peuvent nécessiter des autorisations spécifiques du Crown Estate, de la Marine Management Organisation (MMO), de la Port of London Authority (PLA), des ports de Peel et/ou Natural England.

Tableau 11 : Registre des permis en Grande-Bretagne

Réf.	Permis	Loi applicable	Autorité compétente
1	Évaluation de l'impact environnemental (sous réserve de la procédure de sélection pour déterminer l'applicabilité)	Aménagement des zones urbaines et rurales (évaluation de l'impact environnemental) Réglementations 2011 Aménagement des zones urbaines et rurales (évaluation de l'impact environnemental) (amendement) Réglementations 2015 Aménagement des zones urbaines et rurales (évaluation de l'impact environnemental) Réglementations 2017	Conseil de la Medway
2	Évaluation de l'impact environnemental marin (sous réserve de la procédure de sélection pour déterminer l'applicabilité)	Travaux marins (évaluation de l'impact environnemental) Réglementations 2007, modifiées	Marine Management Organisation
3	Procédure de Convention Espoo (incluse dans l'EIE)	Aménagement des zones urbaines et rurales (évaluation de l'impact environnemental) Réglementations 2017	Secrétaire d'État (Unité sociale de planification)
4	Évaluation appropriée NATURA 2000 (incluse dans l'EIE)	Conservation des Habitats et des Espèces - Réglementations 2010 (applicable aux eaux territoriales du Royaume-Uni jusqu'à 12 mn) Conservation Marine Offshore (habitats naturels, etc.) Réglementations 2007 (applicable aux eaux au-delà de 12 mn, dans les limites de pêche britanniques et le fond marin au sein de la zone désignée du plateau continental du Royaume-Uni)	Natural England (dans la limite de 12 mn) Joint Nature Conservation Committee (hors de la limite de 12 mn)
5	Esquisse du permis de planification	Loi de 1990 sur l'aménagement des zones urbaines et rurales	Conseil de la Medway
6	Droits de développement autorisés	Aménagement des zones urbaines et rurales (développement général autorisé) (Angleterre) Ordonnance 2015	Conseil de la Medway
7	Licence d'utilisation du fond marin	Loi de 1961 du Crown Estate	Crown Estate
8	Licence maritime	Loi de 2009 sur l'accès marin et côtier	Marine Management Organisation
9	Permis environnemental pour travaux relatifs aux rivières et aux cours d'eau	Permis environnemental (Angleterre et Pays de Galles) Réglementations 2010	Agence Environnementale

Réf.	Permis	Loi applicable	Autorité compétente
10	Accord de drainage des sols	Loi de 1991 sur le drainage des sols, modifiée	Comité de drainage interne du bas Medway
11	Licence de travaux fluviaux (estuaire de Medway)	Loi de 1973 sur les ports de Medway, s37(1)	Ports de Peel
12	Licence de travaux fluviaux (estuaire de la Tamise)	Loi de 1968 sur le port de Londres, s.66(2)	Port of London Authority

L'évaluation de l'impact environnemental et les dossiers de demande pour le projet du permis de planification, les droits de développement autorisés, la licence marine et le permis environnemental pour les travaux relatifs aux rivières et aux cours d'eau sont actuellement en préparation et sont prévus pour être soumis d'ici le 30 octobre 2020.

Toutes les licences et tous les permis octroyés pour réaliser les études à terre et offshore sont contenus dans l'Annexe 29.

8.4. Évaluation de l'impact environnemental (EIE) et procédures de sélection/cadrage

8.4.1. Procédures d'EIE en France

L'Article R122-2 du Code Environnemental définit les différents types de projet et leur caractéristiques selon lesquelles une Évaluation de l'impact environnemental (EIE) peut être requise. Les projets peuvent être classés dans un de trois groupes :

- projet qui requiert une EIE ;
- procédure au « cas par cas », consistant à demander à une autorité environnementale indépendante si le projet nécessite une EIE (avis de sélection) ; et
- projet qui ne nécessite pas d'EIE.

Pour GridLink, les catégories concernées sont présentées dans le Tableau 12.

Tableau 12 : Code Environnemental français – Catégories de projet concernées

Catégorie de projet	Projets nécessitant une EIE	Procédure au « cas par cas »	Applicabilité à GridLink
Installations de transport et de distribution d'électricité	Câble aérien : Tension >225 kV et Longueur >15 km	Câble aérien : Tension >225 kV et Longueur <15 km	Non applicable
		Câble aérien : Tension >50 kV	Non applicable
		Sous-station d'électricité : Tension >63 kV	Procédure au « cas par cas » requise pour la station de conversion
Câbles sous-marins de transport d'électricité	Construction de câble électrique sous-marin		EIE requise pour câble sous-marin

Selon le Code Environnemental, le projet GridLink doit être traité dans son ensemble, donc il ne peut pas être divisé entre le câble offshore, le câble terrestre et la station de conversion. Par conséquent, bien que certains composants du projet soient couverts par une exigence obligatoire d'EIE et d'autres par la procédure au « cas par cas », l'EIE est requise pour considérer les impacts du projet achevé sur le territoire français de telle manière que la procédure au « cas par cas » est hors de propos. De plus, le Code de l'environnement stipule que l'EIE doit inclure une présentation de l'ensemble des impacts environnementaux du projet, notamment la section en Grande-Bretagne.

Le Code de l'environnement indique que l'EIE doit être proportionnelle aux problèmes environnementaux et aux impacts potentiels que le projet peut entraîner, et respecter les principes « ERC » pour :

- éviter, quand cela est possible, les effets négatifs du projet ;
- réduire les effets négatifs qui ne peuvent pas être évités ;
- compenser les effets résiduels.

Les procédures de consultation des parties prenantes sont obligatoires pour le projet GridLink, notamment une concertation préalable pour définir les exigences de consultation permanente pendant la préparation de l'EIE ainsi qu'une consultation publique sur les fichiers de demande (enquête publique).

L'EIE obligatoire doit inclure l'évaluation appropriée des impacts potentiellement importants sur les sites NATURA 2000 et, si nécessaire, une procédure de convention Espoo pour évaluer les impacts transfrontaliers du projet.

GridLink a achevé les enquêtes, les études et les consultations requis pour faciliter la préparation de l'EIE. Un résumé des enquêtes et des consultations est présenté dans le Tableau 13.

Tableau 13 : enquêtes et consultations de l’EIE entreprises par GridLink en France

Activité	Description
Enquêtes environnementales	Habitats naturels terrestres Oiseaux en hivernage Oiseaux nicheurs Mammifères Chauve-souris Amphibiens Invertébrés Niveaux de nappe phréatique Contamination du sol
Enquêtes environnementales marines	Communautés benthiques Habitats marins Contamination sédimentaire
Enquête sur l’héritage culturel marin (par le DRASSM)	Héritage culturel marin
Enquête pédologique (par la chambre d’agriculture)	Sols agricoles
Étude VALPENA (par CDPMEM-CMDK)	Activités de pêche commerciale
Consultations des parties prenantes	Comité de développement du Grand Port Maritime de Dunkerque Maires de Bourbourg, Loon-Plage, Craywick et Mardyck Opérateurs de réseau de service public Coopérative Maritime de Dunkerque (CMDK) Comité Départemental des pêches maritimes du Nord (CDPMEM) Comité Régional des pêches maritimes Hauts-de-France (CRPMEM) Chambre d’agriculture Agriculteurs locaux ADELFA (représentant les organisations environnementales locales) Virage Energie AQUANORD, entreprise d’aquaculture, Gravelines Association le Goujon Grand-Synthois
Cadrage des exigences de l’EIE avec les autorités compétentes	Préfecture Maritime Délégation à la Mer et au Littoral (DML) Direction Départementale du Territoire et de la Mer (DDTM) Direction Régionale de l’Aménagement et du Logement (DREAL) Département des recherches archéologiques subaquatiques et sous-marines (DRASSM) Grand Port Maritime de Dunkerque

8.4.2. Procédures d'EIE en Grande-Bretagne

La construction de la station de conversion est considérée comme une opération de construction dans le cadre de la Loi de 1990 sur l'aménagement des zones urbaines et rurales, par conséquent elle requiert la concession d'un permis d'aménagement de l'Autorité d'aménagement locale (Conseil de la Medway). Le câble haute tension en courant alternatif souterrain terrestre est considéré comme un développement autorisé dans le cadre de la Partie 15 Classe B de l'ordonnance de 2015 sur l'aménagement des zones urbaines et rurales (Développement général autorisé) (Angleterre).

Les Réglementations de 2017 sur l'aménagement des zones urbaines et rurales (évaluation de l'impact environnemental) définissent le caractère obligatoire d'une EIE accompagnant les demandes de permis d'aménagement :

- si le projet entre dans une catégorie listée dans l'Annexe 1 de la Réglementations, une EIE est obligatoire ;
- si un projet entre dans une catégorie listée dans l'Annexe 2 et dépasse le seuil ou est situé dans une zone sensible, l'autorité d'aménagement local détermine si le projet est susceptible d'avoir un effet important sur l'environnement (en tenant compte des critères de sélection définis dans l'Annexe 3) et par conséquent si une EIE est requise (« avis de sélection »).

La station de conversion et le câble terrestre souterrain ne sont pas listés dans l'Annexe 1 des Réglementations et par conséquent une EIE n'est pas obligatoire. Les catégories listées dans l'Annexe 2 ne reflètent pas directement le projet et par conséquent la catégorie la plus comparable est celle d'un projet de développement industriel (Annexe 2.10(a)). Le seuil de surface pour ce type de développement est de 0,5 ha.

L'emprise du site de la station de conversion est d'une surface d'environ 4,5 ha et est-elle située au sein de la zone industrielle de Kingsnorth. Le site est à environ 500 m de l'estuaire de la Medway qui contient l'estuaire de la Medway et les sites de la zone de protection spéciale de Marshes et Ramsar (NATURA 2000). Par conséquent, GridLink a demandé un avis de sélection au Conseil de la Medway pour déterminer si une EIE est requise.

Le Conseil de la Medway a donné son avis qu'une EIE n'est pas requise le 28 janvier 2020. Cependant, pour s'assurer que tous les effets environnementaux potentiellement importants sont évalués et proposer des mesures d'atténuation pour éviter, réduire ou compenser les impacts résiduels pendant la construction ou les opérations, GridLink préparera néanmoins un Rapport environnemental traitant de tous les problèmes environnementaux majeurs pour appuyer sa demande d'aménagement.

L'installation du câble CC HT offshore dans la limite de 12 milles nautiques (22 km) de la côte requiert une Licence Maritime dans le cadre de la Loi de 2009 sur l'accès marin et côtier en provenance de la Marine Management Organisation (MMO).

Les Réglementations de 2007 relatives aux travaux maritime (évaluation de l'impact environnemental), modifiées, définissent le caractère obligatoire d'une EIE de accompagnant une demande de licence maritime selon que le projet entre dans une catégorie listée dans l'Annexe I ou l'Annexe II de la Directive de l'UE sur l'évaluation des effets de certains projets publics et privés sur l'environnement :

- si le projet entre dans une catégorie listée dans l'Annexe I, une EIE est obligatoire ;

- si le projet entre dans une catégorie listée dans l'Annexe II ou est situé dans une zone sensible, la MMO détermine si le projet est susceptible d'avoir un effet important sur l'environnement et par conséquent une EIE est requise (« sélection »).

L'installation de câbles sous-marins n'est pas listée dans l'Annexe I ou l'Annexe II de la Directive de l'UE et par conséquent une EIE n'est pas obligatoire. Cependant, le trajet du câble sous-marin traverse plusieurs sites NATURA 2000 et zones de conservation marine. Par conséquent, GridLink a demandé un avis de sélection à la MMO pour déterminer si une EIE est requise.

La MMO a donné son avis qui stipule qu'une EIE n'était pas requise le 27 juillet 2018. Cependant, pour s'assurer que tous les effets environnementaux potentiellement importants sont évalués et proposer des mesures d'atténuation pour éviter, réduire ou compenser des impacts résiduels pendant la construction ou les opérations, GridLink préparera néanmoins un Rapport environnemental marin traitant de tous les problèmes environnementaux majeurs pour soutenir la demande de licence marine. Par conséquent, GridLink a demandé conseil à la MMO sur l'étendue du Rapport environnemental marin, et la MMO a émis son avis de cadrage le 5 février 2019.

Des copies des avis de sélection et de cadrage du Conseil de la Medway et de la MMO sont fournies dans l'Annexe 9.

Des consultations des parties prenantes seront réalisées pendant la préparation des rapports environnementaux ainsi que des demandes de permis d'aménagement et de Licence Maritime. Le rapport environnemental pour la Licence Maritime comprendra l'évaluation appropriée des impacts potentiellement importants sur les sites NATURA 2000 et, si nécessaire, une Procédure de convention Espoo pour évaluer les impacts transfrontaliers du projet.

GridLink a achevé les enquêtes, études et consultations requises pour faciliter la préparation du Rapport environnemental et du Rapport environnemental marin.

Un résumé des enquêtes et des consultations réalisées est présenté dans le Tableau 14.

Tableau 14 : enquêtes et consultations EIE réalisées en Grande-Bretagne

Activité	Description
Enquêtes environnementales	Habitats naturels terrestres Habitats naturels intertidaux Oiseaux en hivernage Oiseaux reproducteurs Mammifères Chauve-souris Amphibiens Contamination des sols
Terres contaminées	Diligence raisonnable sur les terres contaminées et étude documentaire de phase 1
Enquêtes environnementales marines	Communautés benthiques Habitats marins Contamination sédimentaire
Consultations des parties prenantes	Port of London Authority (PLA) Ports de Peel Associations de pêcheurs Tiers propriétaires Briefings des membres du Conseil de la Medway Groupe de direction du plan de voisinage de Hoo St Werbergh et Chatterden
Cadrage des exigences de l'EIE avec les autorités compétentes	Marine Management Organisation (MMO) Conseil de la Medway Natural England Note : la MMO et le Conseil de la Medway consultent également plusieurs consultants statutaires conformément aux procédures de sélection et de cadrage

8.5. Sites NATURA 2000 potentiellement affectés par le projet

Les sites de stations de conversion, les trajets de câble CC HT terrestre et les traces de câble CA HT terrestre en France et en Grande-Bretagne ne sont pas dans une limite de 10 km d'un site terrestre désigné d'importance européenne ou nationale pour la conservation de la nature.

Le trace du câble sous-marin traverse l'estuaire de la Medway, l'estuaire de la Tamise et la partie sud de la Mer du Nord. Le trace du câble traverse une zone de protection spéciale (ZPS) et un intérêt de conservation spécial (ICS) dans les eaux territoriales françaises et deux zones de protection spéciales (ZPS), deux zones de conservation spéciales (ZCS) et un marécage d'importance internationale désigné dans le cadre de la Convention Ramsar (RAMSAR) dans les eaux territoriales de GB. De plus, le trace du câble sous-marin traverse trois zones de conservation marine (ZCM) en Grande-Bretagne.

Un résumé des zones désignées traversées par ou dans la limite de 10 km du trajet du câble sous-marin est fourni dans le Tableau 15 ci-dessous. La Figure 12 illustre les sites NATURA 2000 européens dans la limite de 10 km de trace du câble sous-marin en France et la Figure 13 illustre les sites NATURA 2000 européens dans la limite de 10 km de trace du câble sous-marin en Grande-Bretagne.

GridLink a achevé une évaluation des impacts potentiels sur les sites NATURA 2000 conformément à la Directive sur les habitats et la Directive sur les oiseaux (connue comme l'évaluation des

réglementations des habitats). L'évaluation détermine si GridLink est susceptible d'avoir un effet important sur un site européen d'intérêt de conservation naturelle (seul ou en combinaison avec d'autres plans ou projets) et, par conséquent, nécessite une évaluation appropriée. L'évaluation considère les effets concernant les perturbations sonores et visuelles, les perturbations sur le fond marin, la suspension des sédiments et leur dépôt successif, la pollution de l'eau et, pour les oiseaux, la qualité de l'air et la lumière.

Une évaluation appropriée sera réalisée dans le cadre du processus d'évaluation de l'impact environnemental chaque fois que des effets négatifs potentiels sur les aspects qualifiants des sites NATURA 2000 sont identifiés.

Tableau 15 : Sites NATURA 2000 dans la limite de 10 km du projet GridLink

Site	Désignation	Aspects qualifiants pour la désignation du site	Distance du projet GridLink
Bancs de Flandres	ZPS	Qualifiés dans le cadre de l'Article 4 de la Directive sur les oiseaux : - plongeon catmarin (<i>Gavia stellata</i>) ; océanite cul-blanc (<i>Oceanodroma leucorhoa</i>) ; mouette mélanocéphale (<i>Larus melanocephalus</i>) ; mouette pygmée (<i>Larus minutus</i>) ; sterne caugek (<i>Sterna sandvicensis</i>) ; sterne pierregarin (<i>Sterna hirundo</i>) ; sterne arctique (<i>Sterna paradisaea</i>) ; sterne naine (<i>Sterna albifrons</i>) ; guifette noire (<i>Chlidonias niger</i>)	Croisé par câble CC HT offshore (31 km de long)
Bancs de Flandres	ICS	Habitats qualifiants : - Habitat type 1110 : bancs de sable qui sont légèrement couverts par l'eau de mer tout le temps Types secondaires d'habitat prioritaire présents sur le site : - 1110-2 sables moyens dunaires (façade atlantique) - 1110-4 sables mal triés (façade atlantique)	Croisé par câble CC HT offshore (31 km de long)
Platier d'Oye	ZPS	Qualifiant dans le cadre de l'Article 4 de la Directive sur les oiseaux : - plongeon catmarin (<i>Gavia stellata</i>) ; butor étoilé (<i>Botaurus stellaris</i>) ; grande aigrette (<i>Egretta alba</i>) ; héron pourpré (<i>Ardea purpurea</i>) ; cigogne noire (<i>Ciconia nigra</i>) ; cigogne blanche (<i>Ciconia ciconia</i>) ; spatule blanche eurasienne (<i>Platalea leucorodia</i>) ; cygne de Bewick (<i>Cygnus columbianus bewickii</i>) ; oie bernache (<i>Branta leucopsis</i>) ; harle piette (<i>Mergus albellus</i>) ; bondrée apivore (<i>Pernis apivorus</i>) ; milan noir (<i>Milvus migrans</i>) ; pygargue à queue blanche (<i>Haliaeetus albicilla</i>) ; busard des roseaux (<i>Circus aeruginosus</i>) ; busard Saint-Martin (<i>Circus cyaneus</i>) ; balbuzard pêcheur (<i>Pandion haliaetus</i>) ; émerillon (<i>Falco columbarius</i>) ; faucon pèlerin (<i>Falco peregrinus</i>) ; grue cendrée (<i>Grus grus</i>) ; échasse blanche (<i>Himantopus himantopus</i>) ; avocette élégante (<i>Recurvirostra avosetta</i>) ; pluvier à collier interrompu (<i>Charadrius alexandrinus</i>) ; pluvier doré (<i>Pluvialis apricaria</i>) ; combattant (<i>Philomachus pugnax</i>) ; barge rousse (<i>Limosa lapponica</i>) ; chevalier sylvain (<i>Tringa glareola</i>) ; chevalier bargette (<i>Xenus cinereus</i>) ; phalarope à bec étroit (<i>Phalaropus lobatus</i>) ; mouette mélanocéphale (<i>Larus melanocephalus</i>) ; sterne caugek (<i>Sterna sandvicensis</i>) ; sterne pierregarin (<i>Sterna hirundo</i>) ; sterne arctique (<i>Sterna paradisaea</i>) ; sterne naine (<i>Sterna albifrons</i>) ; guifette moustac (<i>Chlidonias hybridus</i>) ; guifette noire (<i>Chlidonias niger</i>) ; martin-pêcheur (<i>Alcedo atthis</i>) ; et alouette lulu (<i>Lullula arborea</i>)	9,2 km
Estuaire de la Medway et Marshes	ZPS	Qualifie dans le cadre de l'Article 4.1 et 4.2 de la Directive sur les oiseaux : Article 4.1 – Saison de reproduction : avocette (<i>Recurvirostra avosetta</i>) ; et sterne naine (<i>Sterna albifrons</i>). Article 4.1 - l'hiver : avocette Article 4.2 – de passage : grand gravelot (<i>Charadrius hiaticula</i>). Article 4.2 – l'hiver : barge à queue noire (<i>Limosa limosa islandica</i>) ; bernache cravant à ventre noir (<i>Branta bernicla bernicla</i>) ; bécasseau variable (<i>Calidris alpina alpina</i>) ; pluvier argenté (<i>Pluvialis squatarola</i>) ; canard pilet (<i>Anas acuta</i>) ; chevalier gambette (<i>Tringa tetanus</i>) ; grand gravelot ; et tadorne (<i>Tadorna tadorna</i>). Qualifie également dans le cadre de l'Article 4.2 en soutenant régulièrement au moins 20 000 sauvagines.	Croisé par câble CC HT offshore par forage directionnel horizontal (0,2 km de long)

Site	Désignation	Aspects qualifiants pour la désignation du site	Distance du projet GridLink
Estuaire de la Medway et Marshes	Ramsar	<p>Ramsar Critère 2 : le site supporte 10 plantes nationales rares et 14 invertébrés sur le livre rouge des espèces britanniques menacées.</p> <p>Ramsar Critère 5 : assemblages des espèces d'importance internationale avec des nombres maximaux en hiver de 47 637 sauvagines (moyenne du maximum quinquennal 1998/1999 à 2002/2003).</p> <p>Ramsar Critère 6 : espèces/populations survenant à des niveaux d'importance internationale : Nombres maximaux au printemps/automne - pluvier argenté ; et chevalier gambette (<i>Tringa totanus totanus</i>). Nombres maximaux en hiver - bernache cravant à ventre noir ; tadorne, canard pilet ; grand gravelot ; bécasseau maubèche (<i>Calidris canutus islandica</i>) ; et bécasseau variable (<i>Calidris alpina alpina</i>)</p>	Croisé par câble CC HT offshore par forage directionnel horizontal (0,2 km de long)
Margate et Long Sands	ZCS	<p>Aspects qualifiants listés dans les habitats en Annexe 1 :</p> <ul style="list-style-type: none"> - Bancs de sable qui sont légèrement couverts par l'eau de mer tout le temps 	Croisé par câble CC HT offshore (31 km de long)
Estuaire extérieur de la Tamise	ZPS	<p>Qualifie dans le cadre de l'Article 4.2 :</p> <ul style="list-style-type: none"> - plongeon catmarin (<i>Gavia stellata</i>), sterne pierregarin (<i>Sterna hirundo</i>) ; sterne naine (<i>Sternula albifrons</i>) 	Croisé par câble CC HT offshore (53,4 km de long)
Partie sud de la Mer du Nord	ZCS	<p>Qualifiant les espèces de l'Annexe II :</p> <ul style="list-style-type: none"> marsouin commun (<i>Phocoena phocoena</i>) 	Croisé par câble CC HT offshore (15 km de long)
Estuaire de la Tamise et Marshes	ZPS	<p>Qualifie dans le cadre de l'Article 4.1 et 4.2 de la Directive sur les oiseaux :</p> <p>Article 4.1 - en hiver : avocette ; et busard Saint-Martin (<i>Circus cyaneus</i>). Article 4.2 - de passage : grand gravelot Article 4.2 - en hiver : grand gravelot</p> <p>Qualifie également dans le cadre de l'Article 4.2 en soutenant régulièrement au moins 20 000 sauvagines.</p>	0,2 km
Estuaire de la Tamise et Marshes	Ramsar	<p>Ramsar Critère 2 : le site supporte 14 plantes nationales rares et l'habitat humide et 20 invertébrés sur le livre rouge des espèces britanniques menacées.</p> <p>Ramsar Critère 5 : assemblages d'importance internationale – espèces avec des nombres maximaux en hiver de 45 118 sauvagines (moyenne du maximal quinquennal 1998/99-2002/2003).</p> <p>Ramsar Critère 6 : espèces/populations survenant à des niveaux d'importance internationale : Nombres maximaux au printemps/automne - grand gravelot ; et barge à queue noire (<i>Limosa limosa islandica</i>). Nombres maximaux en hiver - pluvier argenté ; bécasseau maubèche ; bécasseau variable ; et chevalier gambette</p>	0,2 km

Site	Désignation	Aspects qualifiants pour la désignation du site	Distance du projet GridLink
Estuaires de l'Essex	ZCS	<p>Qualifiant habitats de l'Annexe I :</p> <ul style="list-style-type: none"> - pres-salés sur l'Atlantique (<i>Glauco-Puccinellietalia maritimae</i>) - Estuaires - fourrés halophiles méditerranéens et thermo-atlantiques (<i>Sarcocornetea fruticosi</i>) - Vasières et replats sableux pas couverts par l'eau de mer à marée basse - Salicorne et autres plantes annuelles colonisant la boue et le sable - Bancs de sable qui sont légèrement couverts par l'eau de mer tout le temps <p>Qualifiant les espèces de l'Annexe II :</p> <ul style="list-style-type: none"> - prairies de spartine (<i>Spartinion maritimae</i>) 	2,3 km
Foulness (côte mid-Essex Phase 5)	ZPS	<p>Qualifie dans le cadre de l'Article 4.1 et 4.2 de la Directive sur les oiseaux :</p> <p>Article 4.1 - Saison de reproduction : avocette (<i>Recurvirostra avosetta</i>) ; sterne pierregarin (<i>Sterna hirundo</i>) ; sterne naine (<i>Sterna albifrons</i>) ; et sterne caugek (<i>Sterna sandvicensis</i>).</p> <p>Article 4.1 - l'hiver : avocette (<i>Recurvirostra avosetta</i>) ; barge rousse (<i>Limosa lapponica</i>) ; pluvier doré (<i>Pluvialis apricaria</i>) ; et busard Saint-Martin (<i>Circus cyaneus</i>).</p> <p>Article 4.2 - de passage : chevalier gambette (<i>Tringa totanus</i>).</p> <p>Article 4.2 - en hiver : bernache cravant à ventre noir (<i>Branta bernicla bernicla</i>) ; pluvier argenté (<i>Pluvialis squatarola</i>) ; bécasseau maubèche (<i>Calidris canutus</i>) ; huîtrier (<i>Haematopus ostralegus</i>).</p> <p>Qualifie également dans le cadre de l'Article 4.2 de la Directive (79/409/EEC) en soutenant régulièrement au moins 20 000 sauvagines</p>	2,8 km
Foulness (côte mid-Essex Phase 5)	Ramsar	<p>Ramsar Critère 1 : ce site se qualifie en vertu de l'étendue et de la diversité de l'habitat de marais salant présent. Ce site et quatre autres dans le complexe du site de Ramsar sur la côte du mid-Essex, incluant au total 3 237 ha, qui représentent 70% de l'habitat de marais salant en Essex et 7% de la surface totale des marais salant en Grande-Bretagne.</p> <p>Ramsar Critère 2 : le site supporte 21 espèces de plantes nationales importantes et 12 espèces d'invertébrés nationales importantes.</p> <p>Ramsar Critère 3 : le site contient un habitat de marais salant étendu, avec des zones supportant des séquences complètes et représentatives de communautés de plantes de marais salant couvrant l'étendue des variations en Grande-Bretagne.</p> <p>Ramsar Critère 5 : assemblages d'importance internationale – espèces avec nombres maximaux en hiver de 82 148 sauvagines (moyenne du maximal quinquennal 1998/99-2002/2003).</p> <p>Ramsar Critère 6 : espèces/populations survenant à des niveaux d'importance internationale comprenant :</p> <p>Nombres maximaux au printemps/automne - chevalier gambette (<i>Tringa totanus totanus</i>).</p> <p>Nombres maximaux en hiver - bernache cravant à ventre noir (<i>Branta bernicla bernicla</i>) ; huîtrier pie (<i>Haematopus ostralegus ostralegus</i>) ; pluvier argenté (<i>Pluvialis squatarola</i>) ; bécasseau maubèche (<i>Calidris canutus islandica</i>) ; barge rousse (<i>Limosa lapponica</i>)</p>	2,8 km
Côte de Thanet	ZCS	<p>Qualifiant les habitats de l'Annexe 1 :</p> <ul style="list-style-type: none"> - récifs - grottes marines immergées ou partiellement immergées 	3,2 km
Côte de Thanet et baie de Sandwich	ZPS	<p>Qualifie dans le cadre de l'Article 4.2 de la Directive sur les oiseaux :</p> <p>Article 4.2 - en hiver : arenaria (<i>Arenaria interpres</i>)</p>	4,1 km

Site	Désignation	Aspects qualifiants pour la désignation du site	Distance du projet GridLink
Benfleet et Southend Marshes	ZPS	<p>Qualifie dans le cadre de l'Article 4.2 de la Directive sur les oiseaux : Article 4.2 - de passage : grand gravelot (<i>Charadrius hiaticula</i>); Article 4.2 - en hiver : barge à queue noire (<i>Limosa limosa islandica</i>) ; pluvier argenté (<i>Pluvialis squatarola</i>) ; et bécasseau maubèche (<i>Calidris canutus</i>).</p> <p>Qualifie également dans le cadre de l'Article 4.2 en soutenant régulièrement au moins 20 000 sauvagines</p>	4.2 km
Benfleet et Southend Marshes	Ramsar	<p>Ramsar Critère 5 : assemblages de -importance internationale – espèces avec nombres maximaux en hiver de 32 867 sauvagines (moyenne du maximal quinquennal 1998/1999-2002/2003).</p> <p>Ramsar Critère 6 : espèces/populations survenant à niveaux d'importance internationale : Nombres maximaux au printemps/automne - bernache cravant à ventre noir (<i>Branta bernicla bernicla</i>). Nombres maximaux en hiver - pluvier argenté (<i>Pluvialis squatarola</i>) ; bécasseau maubèche (<i>Calidris canutus islandica</i>).</p> <p>Espèces identifiées après désignation pour future considération possible dans le cadre du Critère 6 : Nombres maximaux en hiver - bécasseau variable (<i>Calidris alpina alpina</i>)</p>	4.2 km
Swale	ZPS	<p>Qualifie dans le cadre de l'Article 4.1 et 4.2 de la Directive sur les oiseaux : Article 4.1 - Saison de reproduction : avocette (<i>Recurvirostra avosetta</i>) ; busard des roseaux (<i>Sterna albifrons</i>) ; et mouette mélanocéphale (<i>Larus melanocephalus</i>).</p> <p>Article 4.1 - l'hiver : avocette (<i>Recurvirostra avosetta</i>) ; barge rousse (<i>Limosa lapponica</i>) ; pluvier doré (<i>Pluvialis apricaria</i>) ; et busard Saint-Martin (<i>Circus cyaneus</i>).</p> <p>Article 4.2 - de passage : grand gravelot (<i>Charadrius hiaticula</i>); Article 4.2 - en hiver : barge à queue noire (<i>Limosa limosa islandica</i>) ; pluvier argenté (<i>Pluvialis squatarola</i>) ; canard pilet (<i>Anas acuta</i>) ; bécasseau maubèche (<i>Calidris canutus</i>) ; chevalier gambette (<i>Tringa tetanus</i>) ; et canard souchet (<i>Anas clypeata</i>).</p> <p>Qualifie également dans le cadre de l'Article 4.2 en supportant régulièrement au moins 20 000 sauvagines</p>	5.2 km
Swale	Ramsar	<p>Ramsar Critère 2 : le site supporte espèces nationales de plantes rares et sept espèces d'invertébrés nationales importantes.</p> <p>Ramsar Critère 5 : assemblages d'importance internationale – espèces avec nombres maximaux en hiver de 77 501 sauvagines (moyenne du maximal quinquennal 1998/99-2002/2003).</p> <p>Ramsar Critère 6 : espèces/populations survenant à niveaux d'importance internationale : Nombres maximaux au printemps/automne - chevalier gambette (<i>Tringa totanus totanus</i>). Nombres maximaux en hiver - bernache cravant à ventre noir (<i>Branta bernicla bernicla</i>) ; pluvier argenté (<i>Pluvialis squatarola</i>).</p> <p>Espèces identifiées après désignation pour future considération possible dans le cadre de Critère 6 : Nombres maximaux au printemps/automne - grand gravelot (<i>Charadrius hiaticula</i>). Nombres maximaux en hiver - barge à queue noire (<i>Limosa limosa islandica</i>) ; canard siffleur (<i>Anas penelope</i>) ; canard pilet (<i>Anas acuta</i>) ; canard souchet (<i>Anas clypeata</i>)</p>	5.2 km

Site	Désignation	Aspects qualifiants pour la désignation du site	Distance du projet GridLink
Dungeness, Romney Marsh et Rye Bay	ZPS	<p>Qualifie dans le cadre de l'Article 4.1 et 4.2 de la Directive sur les oiseaux :</p> <p>Article 4.1 - en hiver : cygne de Bewick (<i>Cygnus columbianus bewickii</i>) ; butor (<i>Botaurus stellaris</i>) ; busard Saint-Martin (<i>Circus cyaneus</i>) ; pluvier doré (<i>Pluvialis apricaria</i>) ; combattant (<i>Philomachus pugnax</i>)</p> <p>Article 4.1 - de passage : phragmite aquatique (<i>Acrocephalus paludicola</i>)</p> <p>Article 4.1 - Reproduction : busard des roseaux (<i>Circus aeruginosus</i>) ; avocette (<i>Recurvirostra avosetta</i>) ; mouette mélanocéphale (<i>Larus melanocephalus</i>) ; sterne caugek (<i>Sterna sandvicensis</i>) ; sterne pierregarin (<i>Sterna hirundo</i>) ; sterne naine (<i>Sterna albifrons</i>).</p> <p>Article 4.2 - en hiver : canard souchet (<i>Anas clypeata</i>)</p> <p>Qualifie également dans le cadre de l'Article 4.2 en soutenant régulièrement au moins 20 000 sauvagines</p>	46 km
<p>Acronymes :</p> <p>ZCS – Zone de Conservation Spéciale désignée dans le cadre de la Directive du Conseil 92/43/EC (connue comme la « Directive sur les habitats ») pour des habitats spécifiques listés en Annexe I et pour les espèces listées en Annexe II</p> <p>ICS – Importance de la Communauté du Site désignée dans le cadre de la Directive du Conseil 92/43/EC (connue comme la « Directive sur les habitats ») pour des habitats spécifiques listés en Annexe I et pour les espèces listées en Annexe II adoptée par la CE mais pas désignée formellement par le gouvernement de l'état membre</p> <p>ZPS – zone de protection spéciale désignée dans le cadre de la Directive du Conseil 2009/14/EC (connue comme la « Directive sur les oiseaux ») pour des espèces d'oiseaux rares, menacées ou vulnérables listées dans l'Article 4 de la Directive, et pour des espèces migratoires régulièrement présentes</p> <p>Ramsar – sites désignés dans le cadre de la Convention sur les zones humides (connue comme la « Convention Ramsar ») pour protéger les marécages d'importance internationale.</p>			

Figure 12 : Sites NATURA 2000 européens dans la limite de 10 km du trajet du câble sous-marin en France

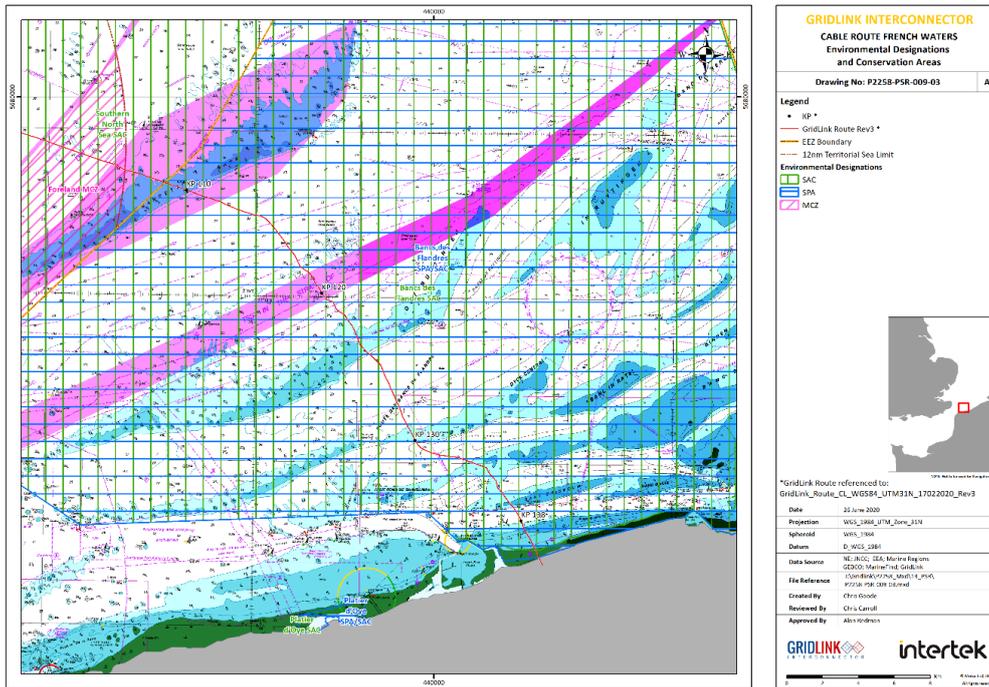
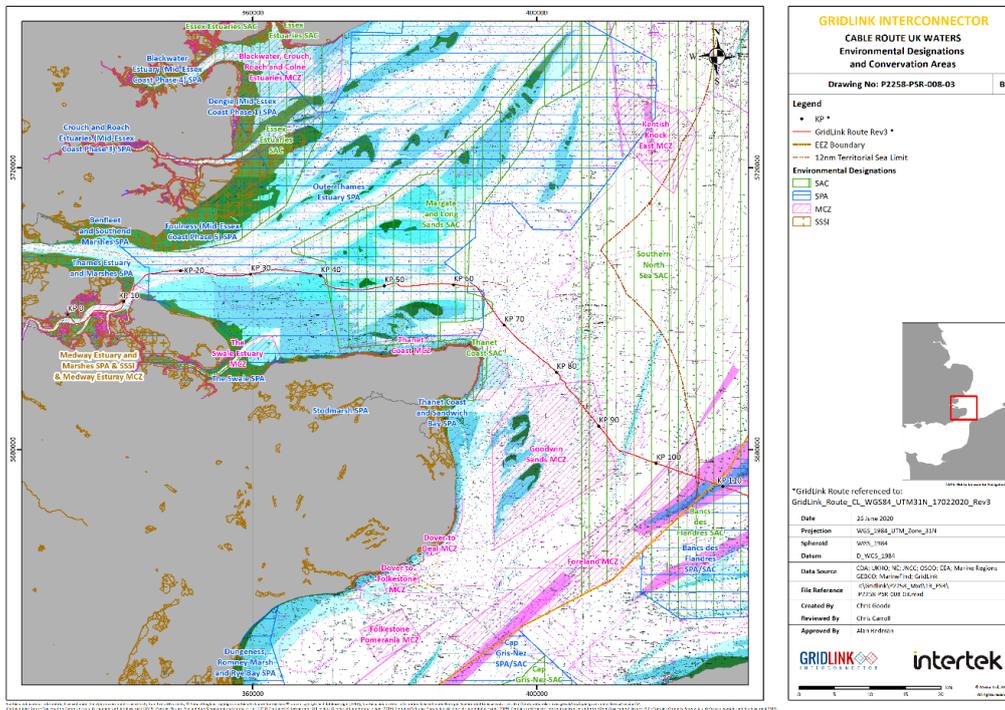


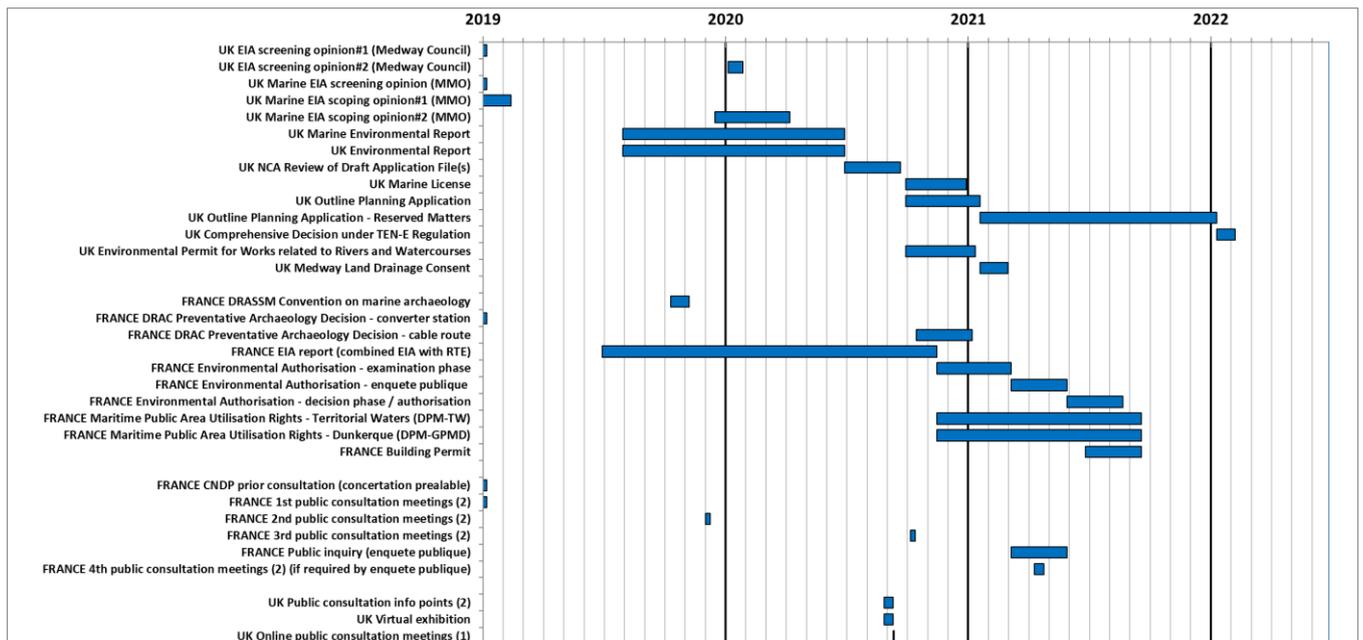
Figure 13 : européen sites NATURA 2000 dans la limite de 10 km du trajet du câble en Grande-Bretagne



8.6. Calendrier d'octroi de permis

Le calendrier pour les demandes de permis et la détermination de ces demandes de permis par les autorités compétentes est présenté dans la Figure 14. Ce calendrier est sous réserve de coordination avec les Autorités nationales compétentes (ANC) ainsi que les autres autorités compétentes locales en France et Grande-Bretagne, et il peut changer.

Figure 14 : Calendrier indicatif d'octroi de permis



9. TRANSMISSION D'ÉLECTRICITÉ HAUTE TENSION

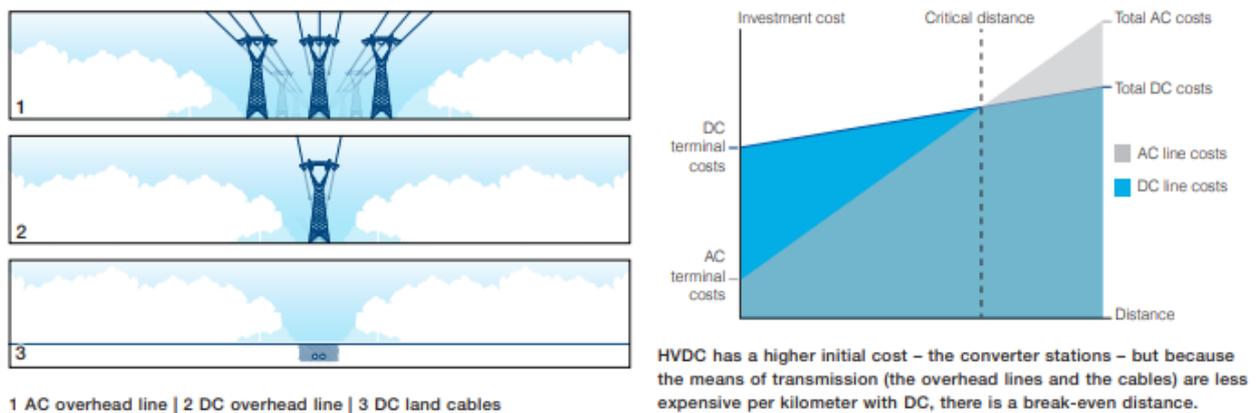
9.1. Avantages de la transmission en courant continu à haute tension

La transmission d'électricité à longue distance sur un système de transmission en courant continu a généralement un coût d'investissement et un coût d'exploitation inférieur à ceux de la transmission sur un programme en courant alternatif équivalent. Les principales raisons sont présentées ci-dessous.

9.2. Coûts d'investissement réduits

La transmission en courant continu requiert moins de conducteurs que la transmission en courant alternatif - 2 conducteurs par circuit de courant continu alors que la transmission de courant alternatif requiert trois conducteurs par circuit de courant alternatif triphasé. De plus, comme le câble pèse moins, les pylônes utilisés pour supporter le câble peuvent être plus petits, plus éloignés et moins nombreux (réduisant l'impact visuel). Les coûts d'acquisition des terrains sont également inférieurs étant donné que la largeur du droit de passage nécessaire pour les pylônes de transmission est également réduite. Cependant, les lignes de transmission de courant continu nécessitent une station de conversion à chaque extrémité, qui sont chères alors que ce n'est pas le cas des systèmes en courant alternatif. Quand la longueur de câble augmente, le coût inférieur du câble en courant continu compense le coût supplémentaire des convertisseurs et le courant continu devient moins cher que le courant alternatif. Cela est connu comme le point d'équilibre et est illustré ci-dessous. La distance d'équilibre pour les lignes aériennes terrestres est d'environ 600-800 km et pour les câbles sous-marins la distance d'équilibre est généralement dans la plage de 60-70 km.

Figure 15 : Coût d'investissement et longueur de câble – distance d'équilibre



Source : ABB

9.3. Pertes résistives réduites

Quand le courant s'écoule contre une résistance, une partie de son énergie est perdue sous forme de chaleur. Pour un circuit en courant continu, les pertes résistives peuvent être calculées en utilisant la loi d'Ohm : $P_{LOSS} = I \cdot V = I(I/R) = I^2 R$.

Si l'on considère une ligne de transmission de 500 kV CC HT avec une résistance de 25 Ω , avec 1 kA de courant traversant, et qui a une tension sur l'extrémité d'envoi de 500 kV, et une tension sur l'extrémité de réception de 475 kV. La puissance totale transmise à l'extrémité d'envoi de la ligne de transmission est $P = 500 \text{ kV} \cdot 1 \text{ kA} = 500 \text{ MW}$. De ces 500 MW, la quantité perdue en chauffage est

$P_{LOSS} = (1 \text{ kA})^2 * 25 \Omega = 25 \text{ MW}$. Cela constitue $25 \text{ MW}/500 \text{ MW} = 5$ pour cent de la puissance transmise.

Des tensions très élevées sont utilisées dans la transmission afin de réduire les pertes résistives. Dans l'exemple ci-dessus, si la même quantité de puissance était transmise (500 MW) mais que la tension d'envoi était de 125 kV au lieu de 500 kV, le courant à travers la ligne doit être $I = P/V = 500 \text{ MW}/125 \text{ kV} = 4 \text{ kA}$; le courant est quatre fois supérieur pour donner la même quantité de puissance, étant donné que la tension est quatre fois inférieure. La puissance perdue dans la ligne de transmission est ensuite $P_{LOSS} = (4 \text{ kA})^2 * 25 \Omega = 400 \text{ MW} = 80$ pour cent de la puissance transmise.

En général, les pertes en ligne sont inversement proportionnelles au carré de la tension d'envoi ; cela est vrai pour les lignes en courant alternatif ainsi que de courant continu. Pour cette raison, historiquement, les systèmes de puissance cherchent à accroître leurs tensions de transmission avec l'augmentation des distances et des quantités de puissance. Les tensions communes les plus élevées de transmission en courant alternatif, parfois appelées très haute tension (THT), sont de 380 kV en Europe et 765 kV aux Etats-Unis. Des tensions allant jusqu'à 1 200 kV ont été utilisées en Russie pour certaines lignes à longue distance en Sibérie. Au-dessus de 1 000 kV, cependant, la difficulté pratique et les dépenses en équipements et en isolation pouvant supporter ces hautes tensions sont prohibitives.

9.4. Fourniture de puissance réactive

Les circuits en courant alternatif impliquent non seulement une résistance mais aussi d'autres phénomènes physiques qui empêchent le flux de courant. Ce sont l'inductance et la capacitance, appelés collectivement composants réactifs qui empêchent le flux de courant.

Quand des courants alternatifs traversent un conducteur qui a une capacitance et une inductance (par ex. dans les lignes de transmission et de distribution, dans les transformateurs, ou dans des équipements finaux tels que les moteurs électriques), une partie de l'énergie est temporairement stockée dans des champs électromagnétiques. Bien que l'énergie ne soit pas « perdue » dans l'environnement comme dans le cas du chauffage résistif, l'énergie doit toujours être fournie aux composants réactifs. Cela est connu sous le nom de puissance réactive.

Dans un système en courant alternatif, chaque fois que la tension passe de positive à négative, la puissance réactive doit être réapprovisionnée. Dans les systèmes en courant continu, quand la tension est constante, la puissance réactive doit seulement être fournie une fois. La puissance réactive ne donne pas de puissance réelle mais le courant supplémentaire fourni pour offrir la puissance réactive entraîne des pertes en ligne accrues et des limites thermiques supérieures pour les équipements, ce qui se traduit par une augmentation des coûts. Les systèmes de transmission qui fonctionnent en courant continu ont des besoins très réduits de puissance réactive, par conséquent les pertes de ligne résultantes sont inférieures.

Quand le courant alternatif traverse une charge purement résistive, la forme d'onde émergente du courant est totalement en phase avec la forme d'onde de la tension, quoi que l'on observe une baisse de tension sur la charge. Cependant, dans de nombreuses applications telles que celle des moteurs électriques, les charges peuvent avoir un composant réactif du système, c'est-à-dire qu'ils peuvent posséder une capacitance ou une inductance, voire les deux. Ces propriétés électriques poussent le courant à changer de phase par rapport à la tension (l'angle entre la tension et le courant est connu comme le facteur de puissance) : une charge capacitive a tendance à pousser le courant à amener la

tension en phase, et l'inductance à suivre. La tension diminue également quand le courant traverse une réactance, juste comme quand il traverse une résistance.

Les opérateurs de système de transmission peuvent répondre aux changements de la demande de puissance réactive du système. La diminution de l'approvisionnement de puissance réactive au système entraîne une baisse de la tension alors que son augmentation entraîne une hausse de la tension.

La gestion du flux de puissance réactive en plus du flux de puissance réelle devient une tâche très importante pour les opérateurs de système de transmission pour assurer la stabilité de la tension et de la fréquence dans l'ensemble du système. L'opérateur du système doit gérer les niveaux de tension, avec des injections appropriées de puissance réactive afin de maintenir la stabilité du système.

Les interconnecteurs basés sur la technologie des convertisseurs VSC CC HT sont conçus avec une installation de compensation réactive inhérente pouvant être utilisée pour générer ou absorber la puissance réactive le cas échéant sans que des équipements supplémentaires soient nécessaires. Par conséquent, les capacités de puissance réactive des interconnecteurs CC HT-VSC peuvent aider les opérateurs de système de transmission à satisfaire ce besoin et éviter de rechercher des services réactifs auprès d'autres sources. En Grande-Bretagne, National Grid a estimé que sa dépense annuelle en approvisionnement de réponse réactive était de [REDACTED] de livres par an.

Les interconnecteurs peuvent également assurer le contrôle dynamique de la tension et la stabilité du système selon la technologie utilisée. L'installation réactive peut assurer un contrôle de tension continue pendant les variations de charge. Le VSC CC HT peut répondre presque instantanément aux perturbations sur le réseau et donc améliorer la stabilité du système en maintenant les tensions du système pendant les grandes perturbations.

Selon le choix technologique pour les convertisseurs CC HT (c.à.d. CSC de VSC) et la conception du système de contrôle, les interconnecteurs peuvent faciliter une réduction de l'investissement de transmission et/ou une augmentation pour certaines capacités limites.

9.5. Coûts d'exploitation réduits

Tous les câbles peuvent stocker une charge d'électricité connue sous le nom de capacitance. La capacitance absorbe l'énergie. Dans un système en courant continu le câble doit être chargé une seule fois, alors que dans un système de courant alternatif le câble de transmission doit être chargé et rechargé chaque fois que la tension a commuté de positive à négative (cycle de 50 Hz). Par conséquent, les câbles en courant alternatif utilisent plus d'énergie en raison de la capacitance. En outre, les pertes dues à l'effet pelliculaire de la haute tension sont absentes dans un câble en courant continu et les pertes par effet de couronne (décharge électrique) sont inférieures. L'effet global est que les pertes dans les lignes CC HT sont 30-40% inférieures à celles des lignes CA HT opérant à la même tension et sont généralement d'environ 3% tous les 1 000 km. Pour les lignes en courant alternatif, les pertes sont de 4% tous les 1 000 km. À titre d'exemple les pertes de ligne sur une ligne aérienne de courant alternatif sur 800 km, transmettant 2500 MW à 400 kV, seront d'environ 9,4%. Avec une transmission par CC HT à 500 kV, les pertes seraient seulement de 6%, et à 800 kV juste de 2,6%.

9.6. Meilleure contrôlabilité

En raison de l'absence d'inductance dans le courant continu, une ligne CC HT offre une meilleure régulation de la tension. De même, le CC HT offre une meilleure contrôlabilité en comparaison avec le CA HT.

9.7. Raccords asynchrones

Les réseaux dans différents pays opèrent souvent à des fréquences et des tensions différentes. Afin de raccorder ces systèmes, ils doivent être synchronisés. Il est extrêmement difficile d'interconnecter deux réseaux de puissance qui fonctionnent à des fréquences différentes par un raccordement en courant alternatif. Cependant, les systèmes CC HT peuvent s'adapter à toute tension ou fréquence qu'ils reçoivent, permettant une liaison entre deux raccords asynchrones.

Des exemples de raccordement asynchrone utilisant le CC HT se trouvent en Scandinavie, aux Etats-Unis, en Amérique du Sud, au Japon et en Scandinavie.

9.8. Protection contre les courts-circuits

Dans la transmission en courant alternatif haute tension à longue distance, le niveau de courant de court-circuit dans le système destinataire est élevé. Un système CC HT ne contribue pas au courant de court-circuit du système de courant alternatif interconnecté.

Cela signifie que les systèmes de transmission CC HT peuvent agir comme un « bloc isolateur » et empêcher la propagation de défauts entre les réseaux raccordés et donc arrêter un arrêt d'alimentation majeur en cascade d'un système au suivant.

10. STATIONS DE CONVERSION CC HT

10.1. Technologie de station de conversion

Il existe deux principaux types de technologie CC HT utilisés pour les convertisseurs, les Convertisseurs commutés en ligne (LCC) et les Convertisseurs à source de tension (VSC).

La technologie LCC est la plus mature. Elle a remplacé les vannes à arc au mercure et est en exploitation commerciale depuis les années 70. Le premier convertisseur a été construit par Siemens en 1997 et portait la marque CC HT Classic. La technologie des convertisseurs CC HT est basée sur les semiconducteurs à thyristor, connus sous le nom de redresseurs au silicium commandés ou RCC comme dispositif de commutation et utilise le courant dans la ligne pour activer la commutation – d'où le nom de Convertisseurs commutés en ligne. Les convertisseurs LCC sont également parfois appelés Convertisseurs à source de courant (CSC). Les systèmes LCC actuellement disponibles auprès de Siemens offrent une puissance nominale jusqu'à 6 GW à un niveau de tension de 600 kV et jusqu'à 10 GW à 800 kV.

La technologie VSC est une innovation plus récente avec le premier exemple de cette technologie entré en exploitation commerciale en 1997, l'interconnecteur de 50 MW/80 kV de Gotland développé par ABB et de nom CC HT Light. La technologie est basée sur les transistors, connus sous le nom de transistors bipolaires à grille isolée ou IGBT, comme dispositif de commutation. Les trois premières productions de CC HT VSC ont été introduites et fabriquées par ABB. La première production utilise un convertisseur à deux niveaux, la deuxième production un convertisseur à trois niveaux, et la troisième production de nouveau un convertisseur à deux niveaux, mais cette fois avec un contrôle plus sophistiqué.

Le concept de convertisseurs multiniveaux modulaires (MMC) a été lancé dans la technologie VSC en 2000 par le Professeur Rainer Marquard de l'Université de la Bundeswehr à Munich et c'est la quatrième production de technologie VSC. Siemens a été la première entreprise à commercialiser cette technologie, étroitement suivie par GE-Alstom. Cette technologie permet de construire les convertisseurs en plusieurs sous-modules séparés mais individuellement contrôlés. En ajoutant plus de modules, la tension de sortie peut être augmentée et en théorie, il n'existe pas de limite théorique à la tension de sortie qu'il est possible d'atteindre. Des considérations pratiques telles que la taille physique de l'installation, le coût et la sécurité du système (perte de charge) donnent une limite supérieure comme pour les LCC. ABB a ensuite développé une variante de cette technologie connue sous le nom de convertisseur à deux niveaux en cascade (CTL) avec une sortie encore accrue. Les systèmes VSC actuellement disponibles auprès d'ABB offrent une puissance nominale allant jusqu'à 3 000 MW à un niveau de tension de 640 kV.

Le nombre élevé de sous-modules utilisés par la technologie VSC signifie que la forme d'onde de la tension de sortie produite par la commutation est beaucoup plus lisse et cela élimine le besoin de filtres harmoniques, réduisant considérablement les dimensions de la station de conversion. Une station de conversion VSC est environ 50% plus petite qu'une station de conversion équivalent qui utilise la technologie LCC.

Cela rend le VSC idéal pour les applications dans lesquelles l'espace est réduit et il est devenu la technologie de choix pour les fermes éoliennes offshore dans lesquelles les convertisseurs sont construits sur des plates-formes. Avant 2010, tous les constructeurs majeurs avaient intégré cette technologie dans leurs convertisseurs VSC. Aujourd'hui, tous les constructeurs majeurs (ABB, Siemens et GE-Alstom) offrent des versions VSC et LCC et ont des puissances nominales similaires.

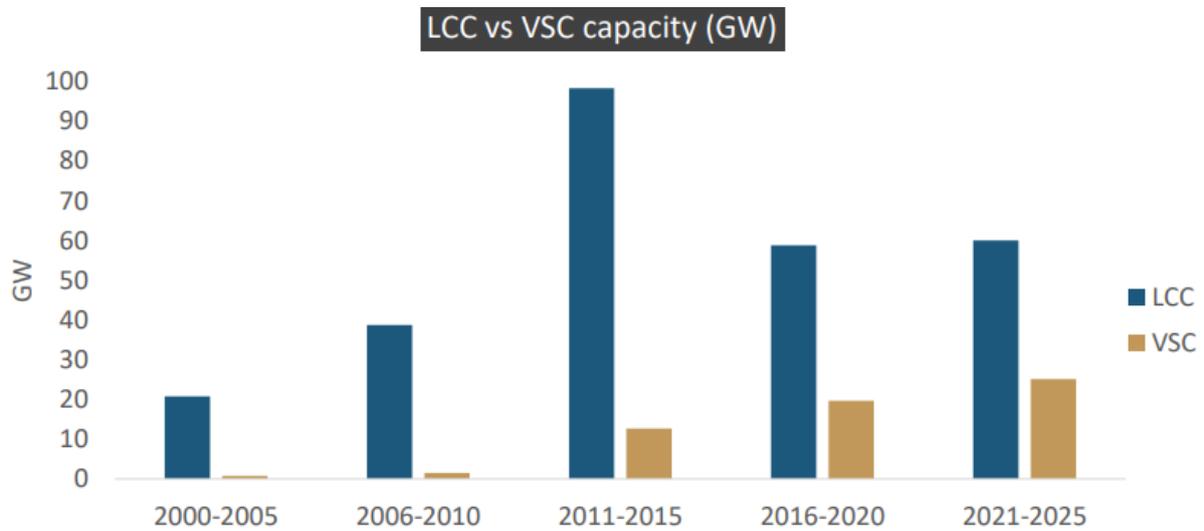
Actuellement, il y a plus de 236 interconnecteurs en exploitation dans le monde entier avec une capacité installée de plus de 424 GW. Environ 160 GW de cette capacité ont été construits ces 15 dernières années, poussés par la croissance de la demande d'électricité, de la production éolienne offshore et des bénéfices économiques et environnementaux de l'interconnexion transfrontalière accrue.

Actuellement, environ 89% de la capacité installée est basée sur la technologie LCC. Cela est dû au fait que la technologie LCC a été développée environ 30 ans avant la VSC et par conséquent la majeure partie de la capacité installée mondiale est basée sur la technologie LCC.

La Figure 16 illustre la croissance régulière de la part de VSC dans le marché CC HT depuis son introduction en 2000. La technologie VSC devrait croître à très grande vitesse dans la période de prévision jusqu'en 2025.

Le moteur principal de cette croissance de l'utilisation de la technologie VSC est son coût inférieur, son impact environnemental réduit, sa capacité accrue de transfert de puissance et ses améliorations de disponibilité. De plus, avec l'augmentation de la libéralisation des marchés et de la pénétration d'électricité de sources d'énergie renouvelable, la fourniture de services auxiliaires devient de plus en plus importante pour les opérateurs du système afin de gérer l'exploitation des réseaux et les VSC peuvent offrir des services auxiliaires tels que la capacité de générer ou d'absorber la puissance réactive ou la capacité de démarrage à froid que la technologie LCC ne peut pas fournir.

Figure 16 : Part mondiale des convertisseurs VSC dans le marché mondial



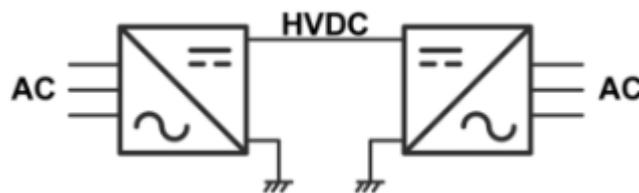
Source: Power Technology Research

10.2. Configurations des convertisseurs

Pour les systèmes LCC et VSC, les stations de conversion à chaque extrémité de la ligne de transmission peuvent être disposées dans diverses configurations. Chaque configuration a des coûts d'investissement et d'exploitation différents, une fiabilité et un impact environnemental différents.

10.2.1. Configuration en monopole

Figure 17 : Monopole avec retour par la terre



L'agencement le plus simple est présenté sur la Figure 17. Dans cet agencement, un seul câble haute tension raccorde les stations de conversion. Le courant continu qui s'écoule dans le conducteur haute tension doit revenir pour achever la boucle de courant, et dans cette configuration, le trajet de retour pour le courant continu passe par la terre. Cet agencement est connu sous le nom de monopole avec un retour par la terre. Pour les interconnecteurs terrestres, le retour est assuré par la terre. Pour les interconnecteurs offshore, le retour est assuré par la mer. Ce système requiert des électrodes dans la terre ou la mer et une ligne de transmission raccordant les électrodes à la station de conversion. Les électrodes terrestres sont enterrées à des profondeurs de 50-100 m. Les électrodes pour un retour par la mer sont généralement installées sur la plage, sur le fond marin ou dans une lagune artificielle près de la côte.

Les principaux avantages et inconvénients de cette configuration sont :

Avantages :

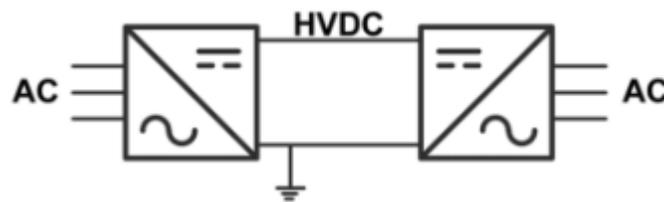
- Coût et pertes sont minimisés en raison du conducteur de courant continu unique
- Permet une expansion à un système bipolaire à un stade ultérieur

Inconvénients :

- Requiert un permis d'exploitation continue avec un courant continu de masse
- Requiert un permis pour les électrodes (notamment les effets environnementaux)
- Alimentation de courant de défaut du réseau de courant alternatif aux défauts de masse du pôle de courant continu
- Redondance limitée en comparaison avec une configuration bipolaire
- Les transformateurs doivent être conçus pour des contraintes de courant continu

La configuration en monopole présente un coût d'investissement inférieur car il y a seulement un câble haute tension raccordant les stations de conversion. Cette configuration a été initialement considérée pour l'interconnecteur NorNed de 700 MW en raison de sa très grande longueur de câble (580 km). Elle a été également considérée pour l'interconnecteur Bass Link de 500 MW et l'interconnecteur Swepol de 600 MW. Cependant, un inconvénient majeur de cette configuration est qu'elle génère des courants dans le trajet de retour terrestre ou marin qui peuvent corroder l'infrastructure métallique enterrée telle que des pipelines³⁵. De plus, les électrodes s'érodent et doivent être remplacées. Par conséquent, cette configuration est interdite dans plusieurs juridictions et généralement seulement utilisée dans des zones reculées. Les interconnecteurs NorNed, Bass Link et Swepol croisent tous plusieurs pipelines et pour cette raison, une configuration différente a été retenue. Le problème peut être surmonté en installant un deuxième câble qui assure un retour métallique comme cela est présenté sur la Figure 18.

Figure 18 : Monopole avec retour métallique



La configuration en monopole avec un retour métallique utilise un conducteur de courant continu basse tension, généralement de kV, pour transporter le courant continu de retour. Le conducteur est mis à la terre à une extrémité pour maintenir un potentiel réduit de courant continu le long du retour métallique. L'ensemble du courant de retour se déplace dans le conducteur du retour métallique, et il n'y a pas de courant continu dans le sol, évitant donc les inconvénients d'un retour par le sol ou par la mer. Ce système entraîne la pose d'un second câble et par conséquent nécessite un coût supérieur à celui d'un monopole avec un retour par la terre.

³⁵ Programmes de trajet de retour électrique de câble CC HT sous-marin : utilisation des électrodes en mer et analyse de l'impact environnemental, publié le 9 mai 2016.

Les principaux avantages et inconvénients de cette configuration sont :

Avantages :

- Le conducteur de courant continu de retour métallique peut avoir une puissance nominale inférieure
- Permet une expansion à un système bipolaire à un stade ultérieur
- Pas de courant continu de masse

Inconvénients :

- Redondance limitée en comparaison avec une configuration bipolaire
- Les transformateurs doivent être conçus pour des contraintes de courant continu

Il existe huit projets d'interconnecteur en Europe qui utilisent un retour par le sol et quinze projets au total dans le monde. Cela peut être comparé à un total mondial de plus de deux cent projets d'interconnecteur qui ont été développés au fil du temps, et reflète les difficultés environnementales qui peuvent être rencontrées avec ce type de configuration.

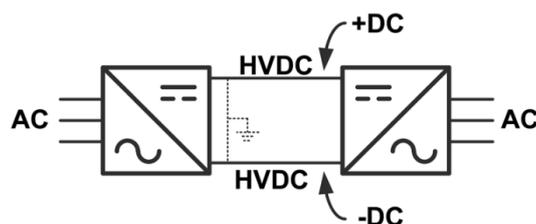
Exemples d'interconnecteurs en monopole avec un retour par la terre ou métallique :

- SACOI1 (200 MW/200 kV)
- Skagerrak 4 (700 MW/400 kV)
- Moyle (500 MW/250 kV) et
- BassLink (500 MW/400 kV)

10.2.2. Monopole symétrique

Un monopole symétrique est similaire au monopole avec retour métallique mais dans ce cas, le retour métallique est remplacé par un câble de courant continu nominal. Cet agencement est présenté sur la Figure 19.

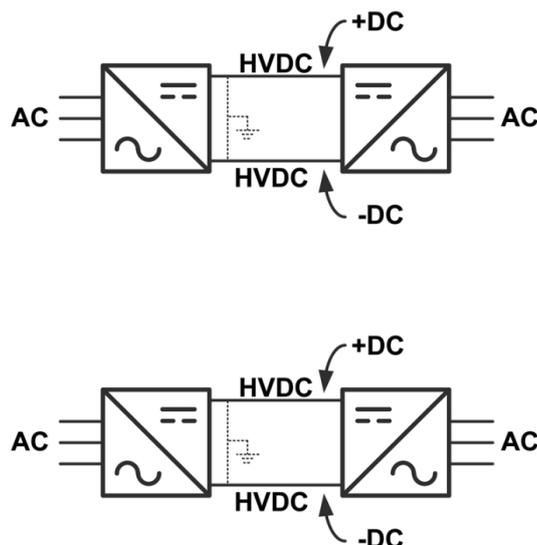
Figure 19 : Monopole symétrique



Dans cet agencement, les deux conducteurs fonctionnent à une tension de courant continu de magnitude égale mais de polarité opposée, supprimant le besoin d'électrodes et d'un retour par le sol ou par la mer. De plus, la tension nominale de chaque câble est la moitié de celle requise pour une configuration en monopole.

Un inconvénient de cette configuration est que si un câble ou un convertisseur présente une défaillance, le système est incapable de transférer de la puissance. Il est possible de surmonter ce problème en utilisant deux systèmes de monopole séparés construits adjacents l'un à l'autre, voir la Figure 20. Ainsi, si un pôle présente une défaillance, 50% de la puissance peut toujours être transférée. Il faut noter que dans ce cas, quatre câbles au lieu de deux sont requis et cela impacte le coût.

Figure 20 : Systèmes de monopole adjacents



Exemples d'interconnecteurs de monopole symétriques sont :

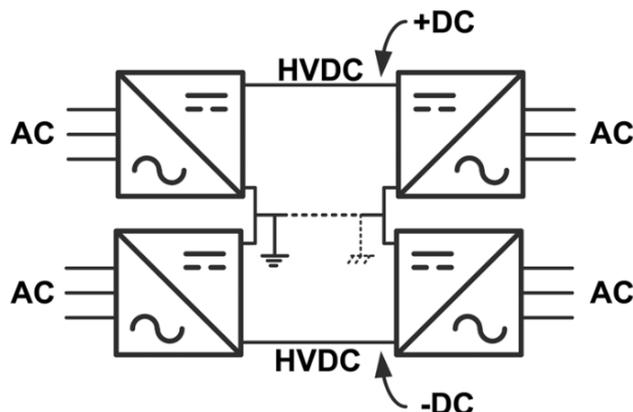
- IFA 2 (1000 MW, 320 kV)
- ElecLink (1000 MW, 325 kV)
- Southwest Link (1440 MW, 300 kV)
- Nemo (1000 MW, 400 kV)
- Inelfe (2000 MW, 320 kV)
- Caithness Moray (1200 MW, 320 kV)

10.2.3. Agencement bipolaire

En prenant deux monopoles, et en utilisant un trajet de retour commun aux deux, l'agencement bipolaire présenté sur la Figure 21 peut être créé. En équilibrant les courants dans chaque pôle, le courant continu s'écoule dans les deux conducteurs haute tension seulement, supprimant ainsi les pertes associées au conducteur de retour métallique ou à l'érosion des électrodes, si elles sont utilisées. Cela signifie que seulement deux câbles sont requis, réduisant donc de manière importante les coûts en comparaison avec un système de monopole qui utiliserait quatre câbles pour fournir la même capacité de transfert de puissance.

De plus, les pôles peuvent être configurés de telle manière que si un pôle présente une défaillance, l'autre peut toujours fonctionner et permettre le transfert de 50% de la puissance.

Figure 21 : Configuration bipolaire rigide avec retour par la terre



Les principaux avantages et inconvénients de cette configuration sont :

Avantages :

- Redondance pour 50 % de la valeur nominale totale
- Permet un transfert de puissance élevé avec un nombre minimum de câbles

Inconvénients :

- Requier des accords/terrains supplémentaires pour les électrodes
- Requier un permis pour une exploitation temporaire/d'urgence avec un courant continu de terre
- Les transformateurs doivent être conçus pour les contraintes de courant continu

Des exemples d'interconnecteurs avec un agencement bipolaire sont:

- TransBay (400 MW/200 kV) ;
- NorNed (700 MW/450 kV) ;
- BritNed (1000 MW/450 kV) ;
- IFA 1 (2000 MW/400 kV) ;
- Skage NordLink (1400 MW/525 kV) ;
- NSL (1400 MW/525 kV) ; et
- Piemont-Savoie (1200 MW/320 kV).

10.2.4. Interconnecteur multi terminaux (dérivations en parallèle et en série)

Il est possible de connecter un troisième convertisseur dans un système de transmission CC HT (Interconnexion multi terminaux). Dans un environnement terrestre, une ligne de transmission peut raccorder deux villes et peut être dérivée pour assurer un approvisionnement à une troisième ville sur le trajet. Dans un contexte environnement offshore, un interconnecteur raccordant deux pays peut être dérivé pour assurer un raccordement à une ou plusieurs fermes éoliennes offshore.

La sélection de la configuration de dérivation dépend de divers facteurs tels que la technologie de convertisseur utilisée dans le programme existant la puissance nominale du convertisseur existant et du nouveau convertisseur qui doit être ajouté. En règle générale, si la puissance nominale du nouveau

convertisseur est inférieure à 20% du convertisseur existant, une dérivation parallèle est utilisée. Si la capacité est supérieure à 20%, une dérivation en série est utilisée.

Si une dérivation en série de faible puissance doit être remplacée par une dérivation parallèle de forte puissance, un projet de remplacement important est requis car la station de conversion doit être conçue pour une tension de ligne complète.

Des exemples de projets d'interconnecteur multi terminaux sont:

- Interconnecteur Nanao en Chine (160 kV/200 MW) ;
- Interconnecteur Zhoushan en Chine (200 kV/400 MW) ;
- Trans Bay Cable aux Etats-Unis (200 kV/400 MW) ;
- Interconnecteur SACOI (Sardaigne-Corse-Italie) (200 kV/200 MW) ;
- Interconnecteur North East Agra en Inde (800 kV/6 000 MW) ; at
- Interconnecteur EurAsia (proposé) entre Israël, Chypre, la Crète et la Grèce (500 kV/2 000 MW).

10.2.5. Résumé des configurations de convertisseurs

Le Tableau 16 résume les types les plus communs de configurations de convertisseur, le nombre de câbles requis avec chaque configuration et leur capacité de transfert de puissance après un arrêt d'un pôle ou d'un câble.

Tableau 16 : Principales configurations de convertisseur

Agencement	Exigences de convertisseur	Exigences de câble	Disponibilité
Adossé	1 x Redresseur 1 x Onduleur	S/O	Nulle pendant les arrêts de pôle
Monopole avec retour métallique	1 x Redresseur 1 x Onduleur	1 x CC HT 1 x LVDC	Sortie nulle pendant les arrêts de câble ou de pôle. Pertes accrues
Monopole avec retour par la terre ou la mer	1 x Redresseur 1 x Onduleur	1 x CC HT plus systèmes d'électrode de masse	Sortie nulle pendant les arrêts de câble ou de pôle
Monopole symétrique	2 x Redresseur 2 x Onduleur	2 x CC HT	Sortie nulle pendant les arrêts de câble ou de pôle
Bipolaire avec retour métallique	2 x Redresseur 2 x Onduleur	2 x CC HT 1 x LVDC	Demi-capacité pendant les arrêts de câble ou de pôle
Bipole sans retour par la terre/mer (bipolaire rigide)	2 x Redresseur 2 x Onduleur	2 x CC HT	Demi-capacité pendant les arrêts de pôle. Capacité nulle pendant les arrêts de câble

10.3. Capacité de transfert de puissance

Bien qu'un câble individuel ait une capacité limitée de transfert de puissance, en utilisant plusieurs câbles dans une ou plusieurs des configurations ci-dessus il est possible de construire une capacité de transfert de puissance qui dépasse de loin la capacité de transfert d'un seul câble. Ainsi, il est possible d'obtenir des capacités de transfert de puissance de plusieurs milliers de MW, cela étant limité seulement par la sortie des stations de conversion.

Tableau 17 fournit une liste des capacités de transfert de puissance de divers programmes de CC HT.

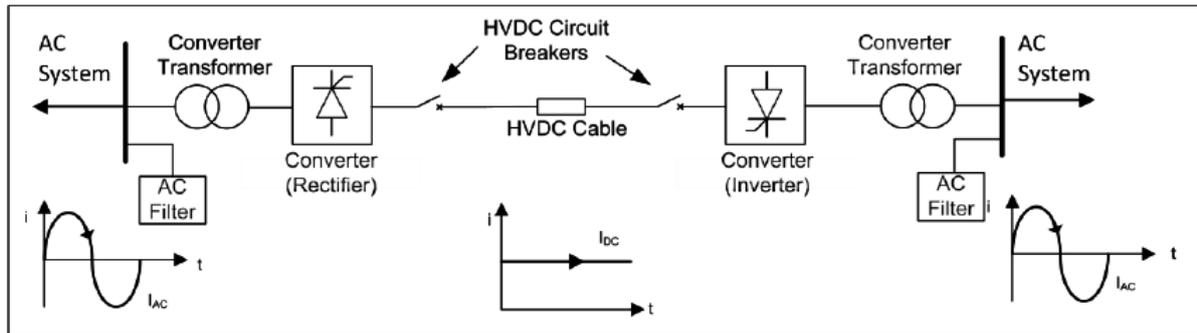
Tableau 17 : Capacité de transfert de puissance d'interconnecteur

Projet	Puissance (MW)	Tension de courant continu (kV)
Changji - Guquan	12 000	400
Xinjiang - Anhui	10 000	1100
Hami - Zhengzhou	8 000	800
Jinbel - Nanjing	8 000	800
Jiuquan - Hunan	8 000	800
Xiluodo - West Zhejiang	8 000	800
Jinping - Sunan	7 200	400
Jinping - Sunan	7 200	800
Jinping - Sunan	7 200	800
Rio Madeira	7 100	600
Humeng - Liaoning	6 400	800
Humeng - Shandong	6 400	800
Inner Mongolia – Linyi	6 400	800
Irkutsk - Beijing	6 400	800
Jinsha River II - East China	6 400	800
Jinsha River II - Fujian	6 400	800
Jiuquan- Xiangtan	6 400	800
Northwest Yunnan - Guangdong	6 400	800
Xiagjiaba - Shanghai	6 400	400
Xiangjiaba-Shanghai	6 400	800
Xilin Hot - Taizhou	6 400	800
Xiluodu - Guangdong	6 400	500
Yinchuan - Zhuji	6 400	800
Champa-Kurukshetra	6 000	800
Ghampa - Kurukshetra I & II	6 000	800
North East Agra	6 000	800
North-East Agra	6 000	800
Ralgarah - Pugalur	6 000	800
Tamil Nadu	6 000	800
Dianxibei - Guangdong	5 000	800
Nuozhadu - Guangdong	5 000	800
Yunnan - Guangdong	5 000	800
Ningdong - Shandong	4 000	660

10.4. Principaux composants d'une station de conversion

Les principaux composants d'un système CC HT sont présentés sur la Figure 22.

Figure 22 : Principaux composants d'un système CC HT (flux de puissance unilatéral)



Le système est généralement composé des équipements électriques suivants :

Convertisseur : requis pour la conversion de tension de courant alternatif en tension de courant continu (redressement) et la conversion ultérieure de tension de courant continu de nouveau en tension de courant alternatif (inversion). Le convertisseur peut utiliser la technologie LCC ou VSC. Le schéma illustre le flux de puissance dans une seule direction ; pour les flux de puissance bilatéraux le convertisseur à chaque extrémité de la ligne de transmission peut redresser et inverser.

Transformateur de convertisseur : assure le raccordement entre le système de transmission de courant alternatif et la station de conversion. Les transformateurs pour les convertisseurs VSC sont très similaires à ceux, normalement utilisés dans les applications à haute tension. Cependant, les transformateurs pour les convertisseurs LCC sont soumis à une contrainte supplémentaire et sont plus grands/plus chers. Cela est dû au fait que le cœur du transformateur doit être prémagnétisé et de l'acier supplémentaire est nécessaire pour empêcher une saturation magnétique. Les courants harmoniques donnent également lieu à des exigences de refroidissement accrues.

Câble haute tension de courant alternatif : câbles haute tension de courant alternatif standard, généralement des lignes aériennes suspendues à partir de tours de transmission assurent le raccordement entre la station de conversion et le système de transmission de haute tension au point de raccordement au réseau.

Câble CC HT : dans les applications terrestres, c'est généralement un câble haute tension suspendu entre des tours de transmission (lignes aériennes) ou un câble enfoui sur de courtes distances. Dans les applications offshore c'est un câble sous-marin MI ou XLPE qui est enfoui sous le fond marin.

Dispositif de commutation CA HT : concerne tous les disjoncteurs, sectionneurs et tous les équipements associés pour protéger, isoler et contrôler les équipements et les systèmes électriques. La technologie du dispositif de commutation CA HT standard peut être utilisée à terre et en mer.

Dispositif de commutation CC HT : le dispositif de commutation CC HT existe aujourd'hui dans une certaine mesure mais dépend de la capacité des convertisseurs ou des disjoncteurs du circuit de courant alternatif pour arrêter les courants de défaut. La disponibilité d'un disjoncteur de circuit de

courant continu avec une capacité de coupure de courant de défaut de de courant continu est requise pour réaliser totalement les programmes multi terminaux.

Filtres harmoniques de courant alternatif : des filtres harmoniques de courant alternatif sont requis pour les convertisseurs LCC mais ne sont pas requis pour les convertisseurs VSC. Les stations de conversion LCC produisent des courants harmoniques de grande magnitude. Les filtres sont tenus de retirer ces harmoniques de telle sorte que la forme d'onde de la tension de sortie du courant alternatif réponde aux normes de qualité définies par l'opérateur du système de transmission. Une autre caractéristique des convertisseurs LCC est qu'ils consomment une grande quantité de puissance réactive du système de courant alternatif. Les filtres fournissent également en partie la puissance réactive requise par le convertisseur.

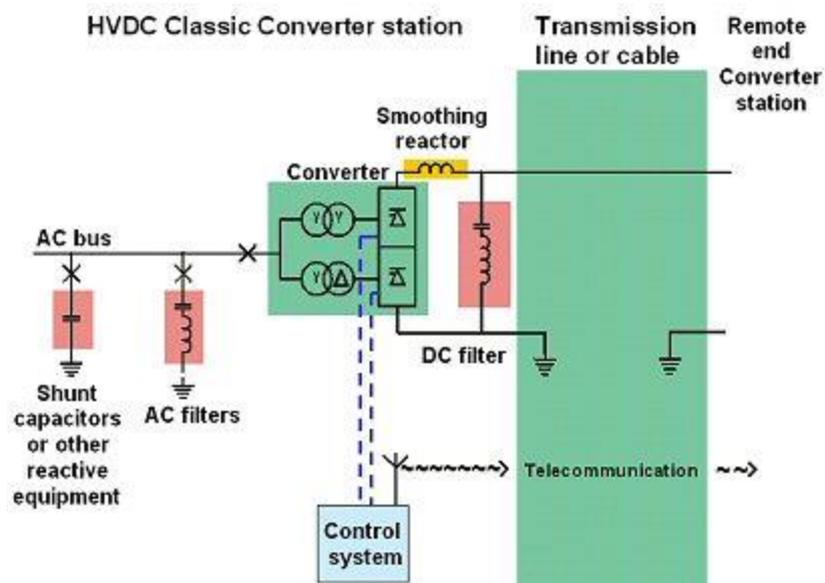
Filtres harmoniques de courant continu : des tensions harmoniques peuvent survenir sur le côté du courant continu d'un convertisseur entraînant des courants alternatifs haute fréquence qui sont superposés sur le courant continu dans la ligne de transmission de courant continu. Ces courants haute fréquence peuvent entraîner des problèmes d'interférence avec les systèmes de télécommunication à proximité. Des réacteurs de lissage de courant continu et des filtres harmoniques sont requis pour les programmes LCC, en particulier ceux qui utilisent des lignes aériennes. Les programmes VSC ont généralement un besoin réduit de réacteurs de lissage de courant continu et de filtres harmoniques, cependant, l'exigence doit être déterminée après une étude détaillée de chaque programme VSC. Le réacteur de lissage de courant continu est le plus souvent en noyau à air, toutefois, des conceptions de noyau de fer rempli d'huile ont été utilisées. Le réacteur de lissage de courant continu est placé en série avec la ligne de transmission et fait partie du filtre de courant continu. Les fonctions principales du réacteur sont a) d'empêcher le courant intermittent à la charge minimale b) de limiter les courants continus de défaut c) empêcher la résonance dans le circuit de courant continu et d) de réduire les courants harmoniques d'ordre élevé limitant les interférences potentielles du téléphone. Les filtres de courant continu sont généralement composés de composants de dérivation passive qui sont réglés pour filtrer les courants alternatifs haute fréquence.

La sélection d'une conception de banc de filtres approprié est spécifique à chaque projet. Les facteurs qui ont un impact sur la conception du banc de filtres comprennent a) la plage de tension en régime permanent du réseau b) les conditions d'utilisation du convertisseur (l'angle d'amorçage et la tension de vanne doivent être considérés) c) les courants harmoniques qui peuvent traverser les bancs de filtres en raison d'autres sources harmoniques proches et d) les caractéristiques de température ambiante et d'impédance harmonique du système.

Compensation réactive : dans les convertisseurs LCC, le redresseur et l'onduleur absorbent tous les deux la puissance réactive du réseau selon la charge et nécessitent une compensation réactive ajustable pour la correction du facteur de puissance et le contrôle de tension du courant alternatif. La consommation de puissance réactive d'un convertisseur CC HT dépend de la puissance active, de la réactance du transformateur et de l'angle de contrôle. Elle augmente avec la hausse de la puissance active. Une exigence courante a une station de conversion est la compensation totale ou la surcompensation à la charge nominale. De plus, une bande réactive pour la charge et la plage de tension, ainsi que l'échelon de tension autorisé pendant la commutation du banc doivent être déterminés. Ces facteurs déterminent la taille et le nombre de bancs de filtre et de condensateur de dérivation.

10.5. Convertisseurs commutés en ligne

Figure 23 : Composants typiques d'un système LCC



Source : ABB

Les principaux composants d'un système LCC sont présentés sur la Figure 23 et comprennent :

- Convertisseur commuté en ligne
- Transformateurs de convertisseurs
- Filtres de courant alternatif et compensation réactive de puissance
- Réacteurs de lissage de courant continu
- Filtres de courant continu
- Contrôle et télécommunications

Les LCC utilisent des vannes à thyristor pour réaliser le redressement du courant alternatif en courant continu. Les thyristors sont des dispositifs semi-conducteurs capables de conduire le courant dans une seule direction. Les vannes à thyristor utilisent la tension externe du réseau de courant alternatif pour fonctionner, étant donné qu'elles conduisent seulement quand elles sont toutes les deux déclenchées par un signal de grille et quand la tension d'anode (du thyristor) est plus positive que la tension de cathode. Les convertisseurs consomment également la puissance réactive dans le redresseur et l'onduleur. Chaque vanne contient de nombreux thyristors individuels afin d'obtenir le courant et la tension nominale du convertisseur. Une station de conversion contient généralement au moins six vannes dans une soi-disant configuration à six impulsions en « pont de Graetz ». Les LCC modernes contiennent deux convertisseurs à six vannes raccordés en série pour constituer un convertisseur à douze impulsions.

Il peut être observé sur la Figure 23 que le transformateur de convertisseur inférieur est un enroulement en YΔ (étoile/triangle) et l'autre est un enroulement en YY (étoile/étoile). Cela produit une forme d'onde de courant alternatif triphasé avec le courant continu qui est de 30 degrés électriques déphasée du reste du système et entraîne une sortie de courant continu plus lisse et réduit les harmoniques sur les côtés du courant alternatif et du courant continu du convertisseur.

Les transformateurs de convertisseurs sont des transformateurs de puissance spécifiquement conçus qui interconnectent les systèmes de courant alternatif et de courant continu. Ces transformateurs sont soumis aux contraintes électriques du courant alternatif et du courant continu ainsi qu'à des niveaux élevés d'harmoniques et ainsi ils doivent être conçus et construits pour supporter un environnement d'utilisation électrique plus extrême que les transformateurs de puissance traditionnels.

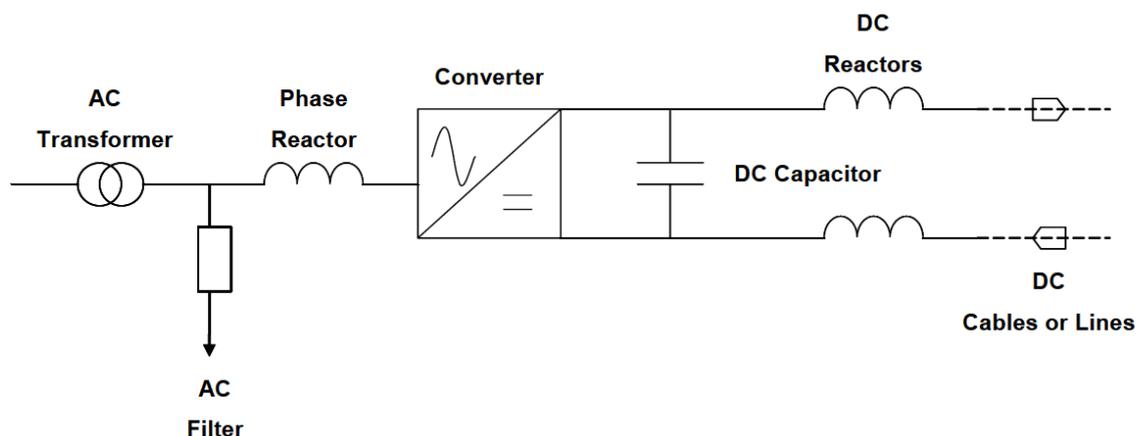
Les filtres de courant alternatif, les filtres de courant continu et les réacteurs de courant continu sont tous positionnés afin de réduire les harmoniques à des niveaux spécifiés convenus pour les formes d'ondes de courant alternatif et de courant continu. Ces harmoniques affecteraient autrement la qualité de puissance fournie et les pertes totales.

Une compensation de puissance réactive est souvent ajoutée car les convertisseurs LCC consomment de la puissance réactive dans tous les modes de fonctionnement. Une conception plus moderne utilise des condensateurs en série pour surmonter ce problème. Cela est appelé Conversion Commutée de Condensateur (CCC).

Les systèmes LCC nécessitent un raccordement à un réseau solide de courant alternatif afin d'assurer une commutation réussie et d'éviter l'instabilité de la tension. La commutation est le transfert de courant d'une phase à une autre dans une séquence d'amorçage synchronisée des vannes à thyristor. La force du réseau de courant alternatif est mesurée par le ratio de court-circuit (RCC) qui est le ratio de la puissance de court-circuit du réseau de courant alternatif sur la puissance nominale du convertisseur. Si cette valeur est inférieure à 2-3 le système de courant alternatif est considéré faible. Dans un système de courant alternatif faible, des STATCOMS (compensateur synchrone statique du système), des compensateurs SVC (Compensateur statique d'énergie réactive) et des compensateurs synchrones peuvent être utilisés au point de raccordement pour améliorer le RCC.

10.5.1. Convertisseurs à source de tension

Figure 24 : Composants typiques d'un système VSC



Les principaux composants d'un système VSC sont présentés sur la Figure 24 et comprennent :

- Transformateur de courant alternatif
- Filtres de courant alternatif
- Réacteur de phase
- Convertisseur VSC
- Condensateur(s) de courant continu
- Réacteurs de courant continu

La technologie VSC est basée sur des transistors, connus sous le nom de transistors bipolaires à grille isolée ou IGBT, comme dispositif de commutation. Les IGBT sont auto-commutateurs (c.à.d. qu'ils peuvent être allumés ou éteints indépendamment) et utilisent la tension au lieu de la commutation de courant comme cela est le cas avec des thyristors dans le système LCC.

Il existe de nombreuses configurations différentes de convertisseur VSC disponible. Une solution à deux niveaux est généralement le type le plus simple de convertisseur VSC et donc généralement la solution de coût en capital le plus faible pour les convertisseurs VSC. Cela a été le principe sous-jacent de la solution CC HT Light d'ABB. Une solution à deux niveaux utilise la modulation d'impulsion en durée (PWM) pour contrôler la commutation. Dans ce système, le potentiel de tension positive ou négative du condensateur commun de courant continu peut être commuté à chacune des trois bornes de courant alternatif. Cela crée une forme d'onde approximative à celle des bornes du convertisseur du côté de courant alternatif. Cette forme d'onde doit toujours être filtrée en utilisant le réacteur du convertisseur et les filtres de courant alternatif pour créer la sinusoïdale désirée, mais la quantité de filtrage requise est très inférieure, ce qui entraîne une dimension plus petite du site en comparaison avec le LCC.

La technique PWM utilisée par un convertisseur à deux niveaux ne donne pas une forme d'onde de courant alternatif parfaite, par conséquent elle doit être filtrée pour créer une sinusoïdale qui peut être transmise au réseau principal de courant alternatif.

La PWM a cependant plusieurs avantages sur la méthode de conversion d'onde totale utilisée dans les LCC, en particulier les convertisseurs à une extrémité d'une liaison peuvent fonctionner indépendamment l'un de l'autre, la tension de courant alternatif peut être contrôlée avec une tension de courant continu fixe et une vitesse de réponse accrue est obtenue. L'inconvénient est qu'avec un nombre supérieur d'opérations de commutation, les pertes sont accrues. La méthode de contrôle PWM peut être optimisée pour éliminer les harmoniques spécifiques et augmenter encore la stabilité du système et la qualité de la puissance.

Des développements importants ont eu lieu ces dernières années et ABB et tous les principaux constructeurs offrent maintenant une quatrième production de Convertisseur multiniveaux qui permet une commutation encore plus rapide et produit une forme d'onde sinusoïdale encore plus lisse, supprimant totalement le besoin de filtres. Cela réduit encore la dimension du site pour un convertisseur VSC à environ 50% de celle requise pour un système LCC.

En raison du fait que les convertisseurs VSC sont auto-commutateurs et n'ont pas besoin d'un réseau de courant alternatif puissant, les convertisseurs VSC sont devenus la technologie de choix pour les fermes éoliennes offshore. La taille réduite les rend également adaptées aux installations offshore dans lesquelles l'espace est limité.

Les convertisseurs VSC ont également la capacité de contrôler la puissance active et réactive qui s'écoule dans le raccordement du convertisseur. C'est un avantage important par rapport aux convertisseurs CSC.

Un convertisseur VSC peut également affecter très rapidement l'inversion de puissance. Les systèmes VSC peuvent transmettre la puissance active dans l'une de deux directions avec le même paramétrage de contrôle et avec la même configuration du circuit principal. Cela signifie qu'un transfert de puissance active peut être rapidement inversé sans changement du mode de contrôle, et sans commutation de filtre ou blocage du convertisseur. L'inversion de puissance est obtenue en changeant la direction du courant continu et pas en changeant la polarité de la tension de courant continu comme c'est le cas pour les LCC. Le convertisseur peut inverser à toute la puissance en quelques millisecondes.

Dans la pratique, la vitesse d'inversion de la puissance est en fait limitée par les limitations dans le réseau de système de transmission auquel le système est raccordé. Le contrôleur de la puissance réactive fonctionne simultanément et indépendamment afin que l'échange de puissance réactive ordonné ne soit pas impacté pendant l'inversion de puissance.

10.5.2. Capacité de surcharge

La capacité de surcharge d'une station de conversion est une mesure de sa capacité de fonctionner au-dessus de sa production de puissance nominale. Une station de conversion peut être spécifiée avec une capacité de surcharge continue, ou plus communément avec une capacité de surcharge brève. La surcharge brève est généralement donnée en pourcentage de la puissance nominale et est définie pour une durée donnée. Par exemple, la capacité de surcharge pourrait être une surcharge de 25% pendant 10 minutes.

Une surcharge brève peut être requise pour plusieurs raisons :

- il est commun de spécifier une surcharge pour un programme bipolaire de telle sorte qu'en cas d'arrêt d'un pôle, le pôle sain puisse fonctionner au-dessus de la puissance nominale pour amoindrir l'impact sur le système causé par la perte soudaine de la capacité de transmission.
- La demande sur les systèmes de transmission peut avoir des pointes très fortes (c.à.d. une demande élevée pour une courte durée). La contrôlabilité du CC HT avec la capacité de surcharge pourrait être utilisée pour réduire les contraintes de transmission pendant les phases de demande élevée.

La durée de la capacité de surcharge est généralement limitée dans le temps. La principale raison est la capacité du système de refroidissement à maintenir son effet de refroidissement sur les composants à semi-conducteurs. Les facteurs secondaires comprennent les hausses de température dans le réacteur de lissage du courant continu qui est refroidi de l'air. Enfin, les équipements à huile, tels que les transformateurs de convertisseur, sont également au final affectés négativement par la hausse de température.

Dans le cas de surcharges de très courte durée, ces équipements ne sont généralement pas le facteur limitatif. Pour des surcharges plus longues, cependant, une modélisation thermique et des essais thermiques sont requis pour confirmer la capacité de surcharge indiquée.

10.5.3. Protection contre les surtensions

Dans une Configuration en monopole symétrique, il n'y a qu'un seul convertisseur et la tension sur les pôles est égale et opposée : +525kV sur un pôle et -525kV sur l'autre pôle, c.à.d. 1 025kV sur les vannes. En cas d'un défaut pôle-masse, par exemple en conséquence de l'impact d'une ancre qui endommage l'un des câbles sous-marins, un câble devient mis à la terre et le câble intact subit une surtension de 1 025kV – c.à.d. deux fois la tension de service ou 2 pu. Cette surtension peut entraîner une rupture de l'isolation du câble et une défaillance ultérieure de ce dernier.

Les câbles sous-marins sont normalement soumis à des tests de fabrication pour s'assurer qu'ils peuvent supporter jusqu'à 1,8 pu. Par conséquent, pour une Configuration en monopole symétrique, il est nécessaire de limiter la surtension transitoire (de TOV du courant continu) du côté du courant continu pour s'assurer qu'une surtension est inférieure à 1,8 pu (et par prudence il est recommandé que la TOV DV soit limitée à 1,6 pu afin que le câble soit dans la limite, et pas à la limite, de ses paramètres de fabrication). La surtension peut être limitée en utilisant des parasurtenseurs, généralement du type à oxyde métallique.

Dans une configuration bipolaire rigide, deux convertisseurs se trouvent à chaque extrémité de l'interconnecteur sans aucune masse ou aucun retour métallique. Dans une configuration bipolaire rigide totale, un retour métallique ou par la terre est présent. Dans tous les cas, la tension sur les pôles dans le premier convertisseur sera de +525 kV et 0 kV. Par conséquent, en cas de défaut de câble à la terre, le câble intact subit une tension de seulement 525 kV, c.à.d. 1 pu. Par conséquent, des parasurtenseurs pour traiter ce type de défaut ne sont pas requis dans les configurations bipolaires rigides.

10.6. Agencement et dimensions de la station de conversion

L'agencement d'une station de conversion dépend beaucoup de la taille et de la forme du lopin de terre disponible pour le promoteur de projet. Dans l'idéal, l'installation et les équipements de traitement doivent être séquentiels en ligne droite, mais si la forme du site est irrégulière, l'agencement du site peut être adapté en conséquence. L'élément le plus frappant d'une station de conversion est peut-être son aspect visuel. Il est presque exclusivement influencé par l'utilisation de la technologie LCC ou VSC.

La dimension du site d'une station de conversion VSC est environ la moitié de celle nécessaire pour un convertisseur basé sur la technologie LCC. En général, cela signifie qu'un convertisseur VSC peut être totalement contenu dans un bâtiment industriel, et visuellement il ne semble pas différent d'un grand dépôt généralement utilisé pour des opérations logistiques. Les stations de conversion LCC nécessitent un site beaucoup plus grand et en général seule la station de conversion est contenue dans un bâtiment et le poste de départ et les transformateurs de courant alternatif sont à l'air libre. La capacité de contenir la station de conversion dans un seul bâtiment est un avantage important lorsque l'impact visuel ou sonore sont des facteurs environnementaux importants. Une bonne illustration du gain de place potentiel peut être observé sur la Figure 25 qui compare la dimension du site de l'interconnecteur Moyle de 500 MW (basé sur la technologie LCC) à l'interconnecteur Sylwin 1 de 860 MW (basé sur la technologie VSC).

Figure 25 : Taille comparative des convertisseurs LCC et VSC



Projet de LCC Moyle de 500 MW (ci-dessus)

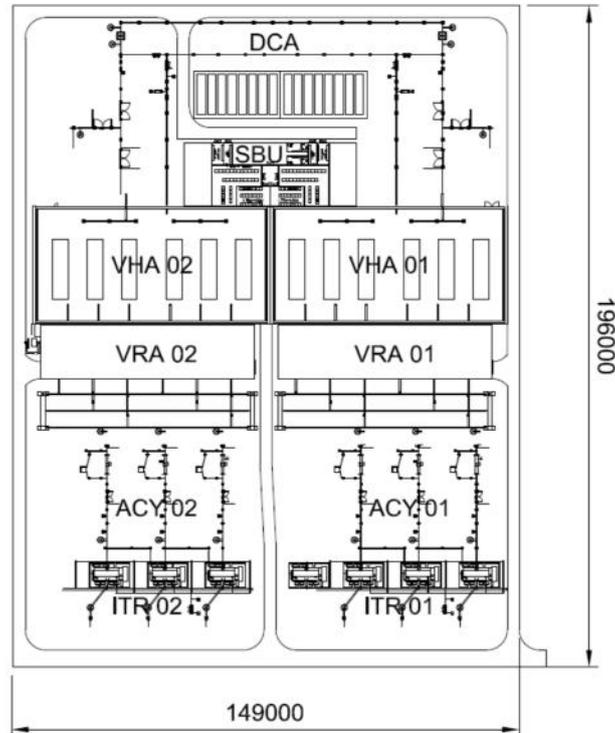
Dimensions (L x l x H) : 193 x 137 x 15 m

Projet de VSC Sylwin de 860 MW (gauche)

Dimensions (L x l x H) : 82 x 56 x 40 m

La Figure 26 illustre un agencement et des dimensions de site typiques pour un convertisseur VSC de 1 400 MW et la Figure 27 illustre l'agencement et les dimensions typiques du site pour un convertisseur LCC de 1 000 MW, tous deux en configuration bipolaire.

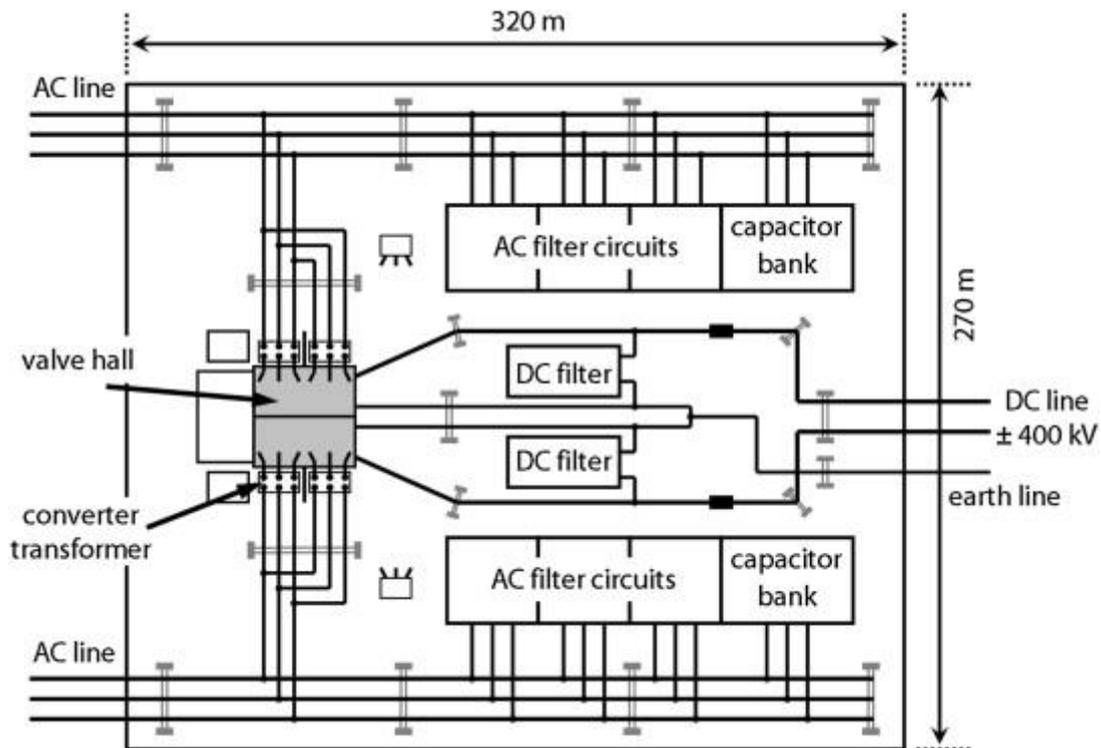
Figure 26 : Convertisseur VSC de 1 400 MW - Agencement et dimensions typiques du site



Réf.	Description
ITR	Zone de transformateur d'interface
ACY	Poste de départ de courant alternatif
VRA	Zone de tube à réactance
VHA	Zone de hall de valve
DCY	Poste de départ de courant continu
SBU	Bâtiment de service

Fourni par : GE-Alstom

Figure 27 : Convertisseur LCC de 1 000 MW - Agencement et dimensions typiques du site



Comme on peut le voir sur les Figures, la taille du site requise pour le convertisseur VSC (29 204 m²) est seulement d'un tiers de la taille de la surface requise pour le convertisseur LCC (86 400 m²) bien que la puissance de sortie du convertisseur VSC soit beaucoup plus élevée (1 400 MW en comparaison avec 1 000 MW).

Étant donné la taille relativement petite des convertisseurs VSC, ils peuvent être facilement contenus dans un simple bâtiment de type dépôt pour ressembler à d'autres bâtiments à proximité. Bien que le but principal d'enfermer le convertisseur soit de faciliter la maintenance, l'amélioration de la sécurité des personnes et les considérations environnementales telles que l'impact sonore et visuel ont une forte influence sur la conception architecturale et le choix des matériaux de construction.

La Figure 28 illustre plusieurs styles architecturaux pour les projets CC HT existants utilisés.

Figure 28 : Conceptions architecturales des stations de conversion

Interconnecteur NorNed de 700 MW (LCC)



Interconnecteur Inelfe de 2000 MW (VSC)



Interconnecteur EstLink 2 de 650 MW (LCC)

10.7. Contrôle et protection du système

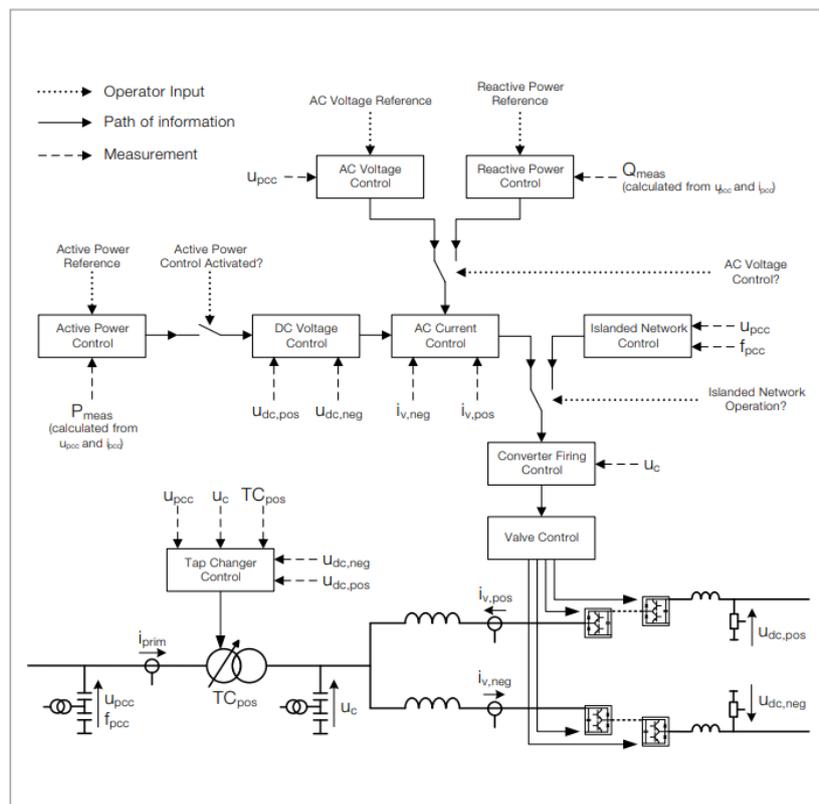
10.7.1. Contrôle du système

En raison de la complexité du processus de transformation du courant alternatif/du courant continu et du degré élevé de contrôlabilité de chaque élément opérationnel pour assurer l'exploitation sûre, fiable et efficace, un système puissant de contrôle et de protection est requis. Les fonctions principales réalisées par le système de contrôle sont :

- contrôle de tension de courant continu
- contrôle de la puissance active
- contrôle de la puissance réactive
- contrôle de tension de courant alternatif
- contrôle du de courant alternatif
- contrôle du déclenchement du convertisseur
- contrôle de la fréquence
- contrôle du changement de dérivation du transformateur
- contrôle de la puissance de secours
- contrôle de l'amortissement et contrôle de surtension

La Figure 29 montre un schéma linéaire illustrant un plan de contrôle typique pour un convertisseur CC HT.

Figure 29 : Plan de contrôle typique pour un convertisseur CC HT



Fourni par : ABB

Toutes les parties critiques du système sont conçues avec une redondance parallèle inhérente. Le critère de conception pour le système de contrôle est une disponibilité de 100% pour le système de transmission, c.à.d. qu'aucun point de défaut individuel ne doit interrompre l'exploitation. Par conséquent, la redondance est assurée pour toutes les parties du système impliquées dans le transfert de puissance. Les systèmes de contrôle redondants sont conçus comme des systèmes dupliqués et parallèles sous forme de veille active ou de réserve permanente. À tout moment, un seul des deux systèmes est actif, l'autre système, le système en veille, fonctionnant mais les sorties de ce système étant désactivées.

En raison de l'utilisation importante d'ordinateurs et de microcontrôleurs, il a été possible d'inclure une supervision interne très puissante, qui améliore la disponibilité du système et aide à réduire la maintenance des équipements de contrôle.

Les commandes de commutation du système peuvent être lancées manuellement ou automatiquement. Si un défaut est détecté dans le système actif, le système en veille prend automatiquement le contrôle, devenant le système actif. La supervision interne donnant les ordres de commutation comprend la supervision du matériel, la supervision de la puissance auxiliaire, la supervision de l'exécution du programme (stall alarm), le test de la mémoire et la supervision de la communication. Le système défaillant (le système précédemment actif) devrait être contrôlé avant d'être remis en exploitation comme système en veille. Les commandes de commutation sont toujours lancées depuis le système actif. Cette philosophie de commutation signifie qu'un défaut ou une activité de test dans le système en veille ne peut pas entraîner une commutation indésirable. En outre, un ordre de commutation manuelle à un système en veille défaillant n'est pas possible.

Les déclenchements inadvertants, notamment les déclenchements découlant d'erreurs humaines, sont évités en intégrant une auto-supervision étendue dans l'architecture du système.

Exemples de méthodes d'auto-supervision : – supervision inhérente dans des systèmes de mesure, supervision de communications de bus de données et supervision de la puissance auxiliaire. Toute défaillance détectée dans le matériel de contrôle et de protection entraîne une demande de changement, qui sera exécutée si un système en veille est disponible et prêt à prendre la suite. Autrement, selon la gravité du défaut, le système reste actif et génère seulement une alarme, ou ordonne un déclenchement. En dernier recours, une logique de déclenchement de secours câblée est également présente pour traiter la perte des deux systèmes.

Une interface homme-machine (IHM) bien conçue et flexible est un élément essentiel du système de contrôle. Les capteurs et moniteurs dans une station de conversion prennent des milliers de mesures chaque seconde. Ces données doivent être enregistrées, marquées, stockées et présentées de manière logique à l'opérateur. De plus, l'IHM doit être facile à utiliser, donner à l'opérateur des informations critiques, annoncer des alarmes et réaliser les commandes de l'opérateur de manière sûre et fiable.

Les systèmes d'IHM proposés par tous les principaux constructeurs comprennent :

- enregistreur d'événement séquentiel
- filtrage de données défini par l'utilisateur
- archivage d'événement
- enregistrement et analyse de défaut transitoire ; et
- contrôle à distance par l'interface de communication de la station d'entrée

Pour assurer une fiabilité accrue, la qualité est intégrée dans chaque détail dès le début de la phase de conception d'ingénierie. Le contrôle qualité est assuré par une sélection soignée des composants, des règles strictes de conception et, enfin, par l'essai étendu en usine du système de contrôle raccordé à un simulateur de CC HT en temps réel.

De plus, comme les développements dans le domaine de l'électronique sont extrêmement rapides, les systèmes de contrôle sont basés sur une architecture ouverte et conçus pour être modulaires, afin de s'assurer que les systèmes peuvent être actualisés ou mis à niveau selon l'évolution de la technologie. Cela est possible en utilisant les normes internationales et industrielles, car ces normes sont très durables et garantissent que des pièces de rechange et de mise à niveau sont facilement disponibles.

Il faut noter qu'en raison du niveau élevé d'automatisation et de supervision intégrée dans les systèmes de contrôle, les stations de conversion peuvent être autonomes et exploitées depuis une salle de contrôle à distance. Cela offre des bénéfices évidents pour la sécurité et les coûts d'exploitation, cela ne nécessitant pas de niveaux accrus de sécurité sur le site, comme par exemple une clôture de sécurité, une CCTV, des alarmes anti-intrusion et des patrouilles de sécurité.

Exemples de stations de conversion CC HT contrôlées à distance :

- Khlong Ngae (Thaïlande), 600 MW, mise en service en 2001
- Interconnecteur Moyle (Grande-Bretagne - Irlande), 500 MW, mise en service en 2002
- Baltic Cable (Allemagne – Suède), 600 MW, mise à niveau à r/c en 2017
- Murray Link (Australie), 220 MW, mise en service en 2002 et mise à niveau à r/c en 2018
- Interconnecteur Terranora (Australie), 180 MW, mise en service en 2000 et mise à niveau à r/c en 2018
- Konti-Skan 2 (Suède), 300 MW, mise en service en 1988 et mise à niveau à r/c en 2017
- IFA2 (Grande-Bretagne - France), 1 000 MW, en cours de construction

10.7.2. Protection du système

Le but du système de protection est d'assurer la suppression rapide de tout élément du système électrique en cas de défaut. Il est nécessaire de protéger l'installation contre une défaillance dans les limites de l'installation, telle qu'une défaillance de transformateur, et il est nécessaire de protéger l'installation contre les défaillances survenant en dehors des limites de l'installation, c.à.d. du système de transmission de haute tension auquel l'installation est raccordée. Il est également nécessaire de protéger le système de transmission des défaillance survenant dans l'installation.

Quand une protection s'active, trois actions de suppression de défaut sont généralement utilisées:

- Alarmes – des alarmes sont parfois générées à titre de première action pour notifier l'opérateur que quelque chose se passe mal, mais le système continue de fonctionner ;
- Blocage temporaire - si les cellules du convertisseur souffrent d'un courant ou d'une tension élevée, une impulsion d'arrêt temporaire est envoyée à toutes les stations. Quand le courant et les tensions reviennent à un niveau sûr, l'exploitation normal reprend.
- Blocage permanent/déclenchement du disjoncteur de courant alternatif - le blocage permanent envoie une impulsion d'arrêt à toutes les stations, le disjoncteur de courant alternatif se déclenche et le convertisseur est débranché du réseau de courant alternatif.

Tous les signaux de déclenchement de protection aux disjoncteurs du circuit de courant alternatif activent les bobines de déclenchement A et B des disjoncteurs à travers deux trajets et dispositifs redondants. Deux alimentations redondantes de puissance auxiliaire alimentent également les ordres de déclenchement redondants. Si un ordre de déclenchement a été envoyé au disjoncteur de courant alternatif, un ordre de verrouillage du disjoncteur peut également être exécuté. Cela est effectué pour empêcher le disjoncteur de se fermer avant que l'opérateur ait étudié la cause du déclenchement. L'opérateur peut réinitialiser manuellement le blocage du disjoncteur.

Les sources de puissance sans coupure alimentées par une batterie de courant continu fournissent une puissance de secours pour l'isolation, le débranchement et l'arrêt du site en cas de perte de puissance de courant alternatif (comme décrit dans 10.9.1).

Isolation de pôle. La séquence d'isolation de pôle débranche le côté du courant continu (pôles positif et négatif) du câble de courant continu. Cela s'effectue manuellement pendant un arrêt normal ou automatiquement par ordre des protections, par exemple pour une fuite d'eau de refroidissement.

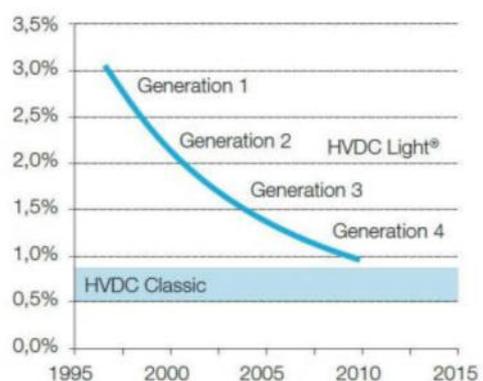
En plus des exigences de protection associées au système VSC il est nécessaire de considérer l'impact du système CC HT sur le système de transmission CA HT. De plus, pour les disjoncteurs de courant alternatif, la coordination des signaux de déclenchement du disjoncteur de courant alternatif est susceptible d'être requise et des programmes d'inter-déclenchement sont susceptibles d'être appliqués afin de s'assurer que le cas échéant, les signaux de déclenchement de courant alternatif sont retardés ou les délais de déclenchement sont plus rapides, quand cela est nécessaire.

10.8. Performances opérationnelles

10.8.1. Pertes de CC HT

Une considération commerciale importante d'un interconnecteur sont les pertes électriques dans la station de conversion. Les pertes d'énergie dans les stations de conversion LCC sont d'environ 0,7-0,8% de la puissance transmise. Historiquement, les pertes dans les convertisseurs VSC sont supérieures avec la première production de convertisseurs VSC présentant des pertes d'environ 3% de la puissance transmise. Les développements de la technologie et le passage aux convertisseurs multi-niveaux ont entraîné une réduction continue des pertes, les générations successives de la technologie assurant des pertes de plus en plus faibles. Le graphique sur la Figure 30 et les données sur le Tableau 18 montrent la réduction régulière des pertes dans les convertisseurs VSC au fil du temps avec l'évolution de la technologie. Pour la dernière production de convertisseurs VSC les pertes sont dans la plage de 0,8-1,0% de la puissance transmise et les pertes dans les VSC sont maintenant égales à celles des LCC.

Figure 30 : Pertes des convertisseurs - LCC versus VSC



Source : ABB³⁶

Tableau 18 : Évolution de la réduction des pertes dans la technologie VSC

Technologie	Date de mise en service	Type de convertisseur	Pertes	Projet
1ère Génération	1997	Deux niveaux	3%	Gotland
2ème Génération	2000	Trois niveaux NPC diode	2,2%	Eagle Pass
	2002	Trois niveaux NPC active	1,8%	Murray Link
3ème Génération	2006	Deux niveaux avec OPWM	1,4%	Estlink
	2010	MMC	1%	Transbay
	2014	MMC	1%	Superstation
4ème Génération	2015	CTL	1%	Dolwin 2

³⁶ <http://new.abb.com/docs/default-source/ewea-doc/CC HT-light.pdf>

10.8.2. Bruit

Les stations de conversion CC HT peuvent générer un bruit audible. Les principales sources de bruit pour les convertisseurs CC HT et leurs niveaux sonores typiques (non atténués) sont présentés dans le Tableau 19.

Pour les stations VSC, les principaux éléments générateurs de bruit, les vannes, les filtres et les condensateurs résident dans le bâtiment et quand une conception intérieure est sélectionnée, le bâtiment du convertisseur peut être conçu avec le niveau approprié d'isolation phonique dans les murs et le plafond du bâtiment du convertisseur pour respecter les exigences locales en matière de bruit. Les ventilateurs de refroidissement sont situés à l'extérieur du bâtiment du convertisseur (comme peut l'être le transformateur), auquel cas les parois phoniques du transformateur et l'ajout d'une atténuation sur les panneaux latéraux des ventilateurs de refroidissement peuvent être utilisés pour réduire le bruit.

Tableau 19 : Niveaux habituels de bruit dans les convertisseurs CC HT

Source sonore	Niveau sonore
Réacteur de lissage de courant continu	110 dBA
Transformateur de convertisseur	105 dBA
Refroidissement de vanne	100 dBA
Réacteur de filtre harmonique de courant alternatif	100 dBA
Refroidissement du transformateur	105 dBA
Condensateurs de filtre harmonique de courant alternatif	80 dBA

Les facteurs externes qui affectent également le niveau de bruit audible mesuré à plusieurs distances du site incluent le niveau de bruit de fond, la topographie autour de la station de conversion et les conditions météorologiques. Dans le cadre du processus de conception un modèle tridimensionnel du site et de son environnement sera utilisé pour prédire les niveaux sonores à diverses distances du site.

Le modèle en 3D produit des cartes de contour sonore et permet d'étudier différents agencements et configurations possibles des équipements et de prédire les niveaux sonores sur des récepteurs sensibles à proximité, tels que des résidences, etc. Dans la mesure où ces niveaux sonores dépassent les exigences réglementaires nationales, des mesures d'atténuation peuvent être prises pour s'assurer que les niveaux sonores restent dans les limites des exigences réglementaires.

10.8.3. Champs magnétiques

Tous les câbles transportant un courant électrique génèrent un champ magnétique. Plus le courant est important, plus le champ magnétique est fort. Un câble transportant un courant alternatif génère un champ magnétique alternatif et cela peut induire des courants dans les infrastructures métalliques

proches telles que les pipelines ou les câbles de télécommunication. Cela peut entraîner une corrosion ou une interférence du signal.

Dans un câble CC HT le champ magnétique est statique. De plus, deux câbles CC HT peuvent normalement être posés proches l'un de l'autre, et comme ils transportent le même courant mais en sens opposé, le champ magnétique généré dans un câble a tendance à supprimer le champ magnétique généré dans l'autre câble. Le champ magnétique résiduel est extrêmement faible et comparable à la puissance du champ magnétique du sol. Les champs magnétiques produits par les câbles CC HT dépendent de l'agencement physique des câbles mais sont normalement inférieurs à la puissance du champ magnétique terrestre et généralement inférieurs à ceux d'un câble de courant alternatif de catégorie équivalente. Généralement, pour un câble de courant continu souterrain, le champ magnétique est d'environ 50 micro-Tesla, du même ordre que la puissance du champ magnétique statique naturel entourant la Terre. La recommandation de la Commission Internationale sur la Protection contre les Radiations Non Ionisantes (ICNIRP) intitulée « *Directive sur les limites d'exposition aux champs magnétiques statiques de 2009* » recommande une exposition publique limitée à 400 milli-Tesla. Comme la valeur d'EMF du CC HT EMF est 8 000 fois inférieure au seuil accepté, il n'existe pas de risque pour la santé humaine.

La commutation rapide dans les convertisseurs VSC génère une fréquence pouvant causer des interférences radioélectriques si elle n'est pas correctement contrôlée et protégée. Afin d'éviter une interférence potentielle l'attention est portée sur la conception des vannes, à la protection du bâtiment du convertisseur et sur la mise en place de mises à la terre HF appropriées. Pour limiter encore des interférences HF, des filtres d'interférences radioélectriques (IR) sont normalement installés. Si des systèmes de ligne électrique porteuse (PLC) sont utilisés à proximité dans le réseau de puissance raccordé, des filtres PLC supplémentaires peuvent également être requis. Les émissions électromagnétiques sont contrôlées et vérifiées par des mesures tout au long de la durée de vie des exploitations.

10.8.4. Fiabilité et Disponibilité

La disponibilité d'un équipement CC HT est une mesure du nombre d'heures annuelles de disponibilité de l'équipement pour fonctionner à pleine capacité de transfert. Comme un interconnecteur génère des recettes grâce à sa capacité de transporter de l'électricité, l'un des principaux objectifs de la conception d'un système CC HT est de maximiser sa disponibilité et sa fiabilité.

La disponibilité de l'équipement est réduite par les arrêts. Les arrêts peuvent être planifiés, par exemple une fermeture du site en raison d'une maintenance programmée, ou ils peuvent être imprévus, c.à.d. forcés en raison de pannes des équipements.

Les principaux moyens de réduction du niveau d'arrêts forcés ou imprévus sont :

- utilisation de composants de qualité avec une fiabilité élevée éprouvée
- supervision automatique des systèmes de contrôle
- incorporation de systèmes et équipements de contrôle redondants
- maintenance régulière

L'indisponibilité due à la maintenance programmée dépend de la conception de la transmission et de l'organisation des travaux de maintenance. La conception moderne des systèmes CC HT intégrant des redondances étendues pour les systèmes essentiels tels que les systèmes de refroidissement, les systèmes de contrôle dupliqués et la puissance de service des stations, permet de réaliser la plupart des travaux de maintenance sans interruption de l'exploitation.

En 2012 Ofgem a engagé SKM pour développer une méthodologie de calcul du cas de base (objectif) de la disponibilité de l'interconnecteur en utilisant la technologie CC HT.

Les informations de fiabilité des sources des équipements ont été obtenues de CIGRE (Conseil International sur les Grands Réseaux Électriques) et sur la base des informations fournies par CIGRE et d'autres sources, SKM a utilisé le temps moyen entre défaillances (MTBF) et le temps moyen entre réparations (MTTR) avec les hypothèses de maintenance pour estimer la disponibilité des systèmes CC HT. Lors de la réalisation de cette analyse, SKM a noté qu'alors que les systèmes LCC ont été en exploitation depuis 1954, l'expérience en exploitation avec les programmes de VSC est beaucoup plus limitée, car ils sont en exploitation commerciale seulement depuis 1997. SKM a actualisé ce rapport en 2016 car 4 ans de données industrielles valables supplémentaires étaient disponibles.

10.8.5. Arrêts de maintenance planifiés

Le Tableau 20 illustre l'indisponibilité des systèmes CC HT en raison d'une maintenance planifiée. SKM a observé qu'en moyenne les systèmes CC HT avaient besoin de 48 heures de maintenance par an, c.à.d. une indisponibilité de 0,548%.

Tableau 20 : Indisponibilité en raison d'une maintenance planifiée

Scénario de maintenance	Arrêt annuel total (heures)	Indisponibilité (%)
Maintenance la moins fréquente	36	0,411%
Maintenance de base	48	0,548%
Maintenance la plus fréquente	72	0,822%

10.8.6. Arrêts de maintenance imprévus

SKM a observé que les stations de conversion étaient très fiables, avec une indisponibilité liée aux arrêts de maintenance imprévus (forcés) inférieurs à 0,5% (voir Tableau 21). Les observations de SKM sont comparables à celles de CIGRE présentées dans le Tableau 22. Le nombre effectif d'heures de maintenance réalisées chaque année varie selon les intervalles d'entretien indiqués par le fabricant des équipements.

Tableau 21 : Arrêts imprévus pour les convertisseurs CC HT – Observations de SKM (août 2016)

Scénario/étendue pour MTBF	MTBF (pannes/an)	MTTR (heures)	Arrêt annuel total (heures)	Indisponibilité%
Cas de base	2	13,8	27,5	0,314%
Meilleur cas	1	13,8	13,8	0,158%
Pire cas	3	13,8	41,3	0,471%

Légende : MTBF – temps moyen entre défaillances, MTTR – temps moyen entre réparations

Tableau 22 : Arrêts imprévus pour les convertisseurs CC HT – Observations de CIGRE

Référence	Année	Indisponibilité du système	Heures
CIGRE B4-209	1983 - 2006	0,77%	67
CIGRE B4-209	2007 - 2008	0,33%	30
CIGRE B4-133	2009 - 2010	0,65%	57
CIGRE B4-117	2011 - 2012	0,49%	43
CIGRE B4-131	2013 - 2014	0,89%	78
Moyenne	1983 - 2014	0,63%	55

CIGRE a noté que le facteur contributeur le plus important affectant la disponibilité d'un système CC HT était les pannes de transformateur. Le Tableau 23 compare le taux de défaillance des transformateurs LCC par rapport aux transformateurs VSC. Les transformateurs pour les convertisseurs LCC sont beaucoup plus complexes que ceux pour les systèmes VSC et le taux de défaillance est supérieur. Pour les convertisseurs LCC, le taux de défaillance est près de trois fois supérieur pour les transformateurs LCC à 1,5% qu'il ne l'est pour les transformateurs VSC à seulement 0,4%.

Tableau 23 : Taux de défaillance des transformateurs - VSC versus LCC

Technologie du transformateur	Taux de défaillance (%)	MTRR moyenne (jours)	Défaillance sur site (70%)	MTRR sur site (jours)	Défaillance avec retour en atelier (30%)	MTRR avec retour en atelier (jours)
LCC	1,5%	32,25	1,05	7,5	0,45	90
VSC	0,4%	32,25	0,28	7,5	0,12	90

10.9. Considérations d'utilisation et de maintenance

La conception moderne du CC HT intègre des redondances étendues pour les systèmes essentiels tels que les systèmes de refroidissement, les systèmes de contrôle dupliqués et la puissance de service de la station et permet de réaliser la majeure partie des travaux de maintenance sans interruption de l'exploitation. L'indisponibilité annuelle programmée pour les arrêts de maintenance planifiés est généralement estimée inférieure à 0,5%.

10.9.1. Alimentations électriques et consommation personnelle

Le système CC HT nécessite un approvisionnement de puissance pour sa propre consommation. Les stations CC HT obtiennent généralement un approvisionnement de puissance de deux sources, c'est-à-dire de la barre omnibus de courant alternatif interne (prise d'un enroulement supplémentaire sur le transformateur de convertisseur) et d'autre part d'un approvisionnement externe. L'approvisionnement de puissance externe provient généralement d'un système local de courant

alternatif et est utilisé comme source de secours. Cette duplication garantit un approvisionnement de puissance permanent quand la station est en exploitation.

L'approvisionnement provenant de la barre omnibus de courant alternatif interne est présélectionné comme l'approvisionnement principal, et si l'approvisionnement présélectionné fait défaut, un changement pour l'approvisionnement de secours survient dans un délai prédéterminé. Quand l'approvisionnement présélectionné est rétabli, le système revient à l'approvisionnement principal.

Les systèmes CC HT ont également un système de secours sur batterie. Les charges des équipements de contrôle et les autres charges de courant continu sont fournies par un système de batterie dupliqué avec une durée de secours d'au moins deux heures. Les charges critiques de courant alternatif dans les équipements de contrôle, tels que les serveurs, les ordinateurs, les commutateurs LAN, etc., sont fournies à partir d'un onduleur de courant continu/alternatif alimenté par la batterie de la station et avec une commutation automatique à l'approvisionnement alternatif de courant alternatif en cas de panne ou de surcharge de l'onduleur. Les convertisseurs basés sur la technologie VSC peuvent facilement assurer une capacité de démarrage à froid. Pour ce faire, il est nécessaire d'installer un petit générateur diesel à la station de conversion. Les opérateurs du système de transmission contractualisent la capacité de démarrage à froid afin de réenergiser le réseau de transmission après une défaillance partielle ou un arrêt. La capacité de démarrage à froid a traditionnellement été assurée par les centrales électriques existantes. Cependant, dans le futur, avec les changements du mix de production et les fermetures de centrales électriques conventionnelles, les interconnecteurs fourniront une source de capacité de démarrage à froid prête et peu onéreuse, et pourront de plus en plus fournir ce service aux opérateurs de réseau.

10.9.2. Soupapes de convertisseur

Les soupapes de convertisseur (thyristors ou transistors (IGBT)) sont au cœur de la station de conversion. Comme ils sont construits à partir d'éléments raccordés en série, davantage d'éléments que nécessaire pour la valeur nominale sont toujours inclus afin qu'une défaillance d'un élément ne nécessite pas l'arrêt du système CC HT. Le nombre d'éléments redondants inclus dépend de l'intervalle de maintenance prescrit, généralement une fois tous les deux ans pour un convertisseur CC HT. Pendant un arrêt effectif, deux activités sont normalement réalisées, le nettoyage d'une partie du convertisseur (par exemple, un tiers du convertisseur de telle manière qu'après trois arrêts de maintenance l'ensemble complet des soupapes ait été nettoyé) et le remplacement des éléments défaillants. Les convertisseurs CC HT actuels incluent des techniques de contrôle très complètes assurant un contrôle en ligne des défauts de telle sorte que les équipements nécessitant une réparation ou un remplacement puissent être facilement identifiés.

Les soupapes LCC sont généralement entretenues sur site, c'est-à-dire que les réparations sont réalisées sur la soupape même. Au contraire, avec les convertisseurs VSC de MMC, chaque sous-module est un élément autonome et la maintenance est effectuée en remplaçant un sous-module complet.

10.9.3. Refroidissement du convertisseur

Les convertisseurs CC HT génèrent intrinsèquement des pertes sous forme de chaleur, et cette chaleur doit être éloignée des convertisseurs. Cela est possible grâce à des dissipateurs thermiques refroidis par eau qui assurent un refroidissement très efficace.

Le circuit d'eau de refroidissement est un système fermé, et l'eau est refroidie à travers des échangeurs de chaleur en utilisant de l'air ou un circuit d'eau secondaire comme moyen de

refroidissement. L'eau dans le système de refroidissement des soupapes traverse en continu un système de déionisation pour maintenir la conductivité de l'eau faible.

La température de l'eau dans les soupapes est contrôlée en utilisant un système de contrôle informatisé qui régule le nombre de ventilateurs qui fonctionnent afin d'obtenir l'effet de refroidissement requis. En plus des mesures de température, le système de refroidissement est également équipé de capteurs de pression, de débit d'eau, de niveau et de conductivité, et contrôle les soupapes, les pompes et les ventilateurs motorisés. Si nécessaire, des chauffages électriques ou du glycol peuvent être ajoutés pour empêcher l'eau de geler si la station de conversion est située dans une zone froide. Toutes les parties majeures du système de refroidissement de soupape sont dotées d'équipements redondants.

Le système de contrôle est composé de deux niveaux de redondance séparés qui mesurent tous les paramètres en utilisant différents émetteurs afin de minimiser le risque d'arrêts. Les deux systèmes peuvent contrôler les deux principaux moteurs de pompe, et le dispositif de commutation basse tension a des fonctions de commutation pour assurer une utilisation sans coupure. Le logiciel de commande réalise également des changements hebdomadaires des pompes en service, afin d'assurer une usure égale des équipements. La redondance de tous les équipements simplifie également la maintenance du système de refroidissement des soupapes. Si une maintenance est nécessaire, il est possible de modifier la pompe qui fonctionne manuellement directement à partir de l'ordinateur de l'opérateur. Certaines parties du système de refroidissement peuvent être fermées et débranchées pour permettre de réaliser la maintenance sans interrompre la transmission d'énergie.

Dans les convertisseurs LCC les thyristors sont empilés dans le module avec un dissipateur thermique de chaque côté. Les raccordements d'eau au dissipateur thermique peuvent être conçus en parallèle ou en série. Le circuit de refroidissement parallèle fournit à tous les thyristors la même température d'eau de refroidissement. Cela permet une meilleure utilisation de la capacité du thyristor. Cela offre également l'avantage supplémentaire que les courants électrolytiques à travers les dissipateurs thermiques – cause de la corrosion électrolytique – peuvent être évités en plaçant des électrodes de graduation à des emplacements stratégiques dans le circuit d'eau.

10.9.4. Protection incendie

La conception du système de protection incendie est généralement conforme aux exigences de la NFPA (National Fire Protection Association) et de toutes les autorités réglementaires nationales. En général, toutes les zones comportant des équipements sensibles sont équipées de systèmes d'échantillonnage d'air. Le système d'échantillonnage d'air peut détecter la fumée à un stade très précoce, ce qui peut empêcher le déclenchement ou l'arrêt inutiles de la station. Si nécessaire, les zones avec des systèmes d'échantillonnage d'air peuvent également être protégées avec des systèmes d'extinction à gaz ou à brumisation d'eau conformément aux normes NFPA 2001 ou NFPA 750.

Si un système de pompage d'eau est requis, il doit être composé d'une pompe électrique et d'une pompe diesel de secours. Un circuit d'eau annulaire principal est alors situé sur le site (souterrain). Il est raccordé à une soupape d'isolation qui assure la redondance dans le circuit annulaire principal pour l'eau de lutte contre les incendies. Des bornes anti-incendie sont positionnées à des emplacements stratégiques autour du site près du circuit principal. Le stockage d'approvisionnement d'eau est raccordé au circuit d'eau de lutte contre les incendies. Les signaux du système de détection et de pompes sont raccordés à un panneau d'alarme incendie dans la salle de contrôle de l'opérateur.

10.10. État actuel de la technologie

La technologie LCC est la technologie la plus mature établie il y a 50 ans et la plupart des interconnecteurs actuellement exploités utilisent des convertisseurs LCC. Pour le transfert en bloc d'électricité, LCC reste toujours la technologie de choix car seule la technologie LCC peut assurer des transferts de puissance de plus de 2 000 MW. La puissance nominale maximale pour le VSC est actuellement de 1 400 MW (bien qu'en avril 2017, ABB ait annoncé qu'elle pourrait offrir 3 000 MW).

Cependant, dans le marché de puissance CC HT, le changement technologique le plus important au cours de la dernière décennie a concerné le développement de la technologie VSC. La technologie VSC offre plusieurs bénéfices, notamment une surface fortement réduite en comparaison avec un système LCC équivalent, un impact inférieur sur les réseaux raccordés plus étendus, en termes d'harmonique et de perturbation du système réduites, et la capacité de fournir certains services auxiliaires aux opérateurs de réseau tels que le démarrage à froid. Les convertisseurs LCC peuvent toujours offrir une alternative plus économique dans le contexte des coûts totaux du projet ; cependant, les coûts de terrain, l'aménagement du site et les impacts/coûts du réseau sont des facteurs importants par rapport à leur déploiement dans la conception du projet. La technologie VSC est devenue le choix par défaut pour la facilité d'application dans les réseaux fortement intégrés en Europe.

L'ouverture des marchés d'électricité à la concurrence, les niveaux croissants de pénétration d'énergie renouvelable dans le mix de production et les bénéfices de développement d'interconnecteurs transfrontaliers ont tous entraîné des avancées dans la technologie VSC.

Les données dans le Tableau 24 illustrent le développement rapide de la technologie des convertisseurs CC HT et la progression de jalons successifs qui ont été atteints.

Trois principaux fournisseurs de convertisseurs CC HT sont présent en Europe : ABB-Hitachi, GE-Alstom et Siemens. Toutes les entreprises fournissent les technologies LCC et VSC. Le Tableau 25 montre les puissances nominales maximales actuellement disponibles auprès de chaque fournisseur.

Tableau 24 : Jalons dans le développement de la technologie des convertisseurs CC HT

Projet	Capacité	Date de mise en service	Jalon
Projet CU	1 000 MW	1979	Premier convertisseur LCC mondial de 1GW
Cahora Bassa	1 930 MW	1979	Premier LCC mondial fonctionnant au-dessus de 500 kV
IFA	2 000 MW	1986	Premier convertisseur LCC mondial de 2GW
Gotland	50 MW	1999	Premier convertisseur VSC mondial
Trans Bay Cable	400 MW	2008	VSC – premier système CC HT à utiliser la conception modulaire multi-niveaux
East-West	500 MW	2012	Premier convertisseur VSC mondial de 500 MW
Dolwin 2	900 MW	2015	Premier interconnecteur VSC mondial de 1 GW
Inelfe	2 000 MW	2016	Interconnecteur VSC le plus grand mondial (2 x 1 000 MW)
Changji - Guquan	12 000 MW	2018	Interconnecteur LCC le plus grand mondial

Tableau 25 : Valeurs maximales de puissance nominale pour les convertisseurs VSC et LCC

Fournisseur	VSC	LCC
ABB	Jusqu'à 3 000 MW, 600 kV CC HT Light	Jusqu'à 12 000 MW 1100 kV CC HT Classic
GE-Alstom	Jusqu'à 1 400 MW, 525kV MaxSine	Jusqu'à 4 000 MW 660 kV
Siemens	Jusqu'à 2 000 MW, 525 kV CC HT Plus	Jusqu'à 10 000 MW CC HT Classic

11. TECHNOLOGIE DES CÂBLES SOUS-MARINS HVDC

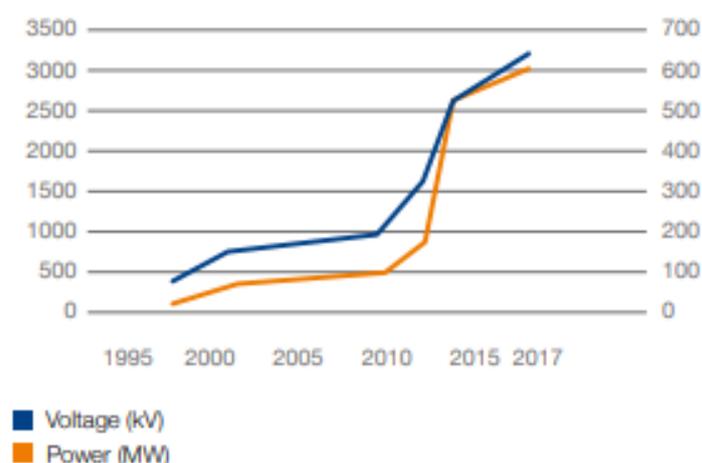
11.1. Évolution du développement des câbles CC HT

Parallèlement au développement de la technologie des stations de conversion, des progrès significatifs ont été réalisés dans la technologie des câbles sous-marins, permettant une plus grande capacité de transfert d'énergie et de plus longues distances de câble dans les eaux plus profondes.

Comme pour les câbles terrestres, des tensions de fonctionnement plus élevées signifient des pertes en ligne plus faibles, ce qui présente un avantage économique important. Par conséquent, l'objectif principal de la fabrication a été de développer des câbles capables de fonctionner à des tensions de plus en plus élevées. La diminution des pertes signifie que la distance sur laquelle l'électricité peut être transportée de manière économique devient plus longue et la longueur des lignes de transmission a augmenté en conséquence.

La Figure 31 illustre la rapidité avec laquelle la capacité de transmission des câbles extrudés a évolué au fil du temps. En 1997, les tensions de fonctionnement étaient de 100 kV, et en seulement 20 ans, elles sont passées à 600 kV.

Figure 31 : Augmentation de la capacité de transmission d'énergie des câbles extrudés

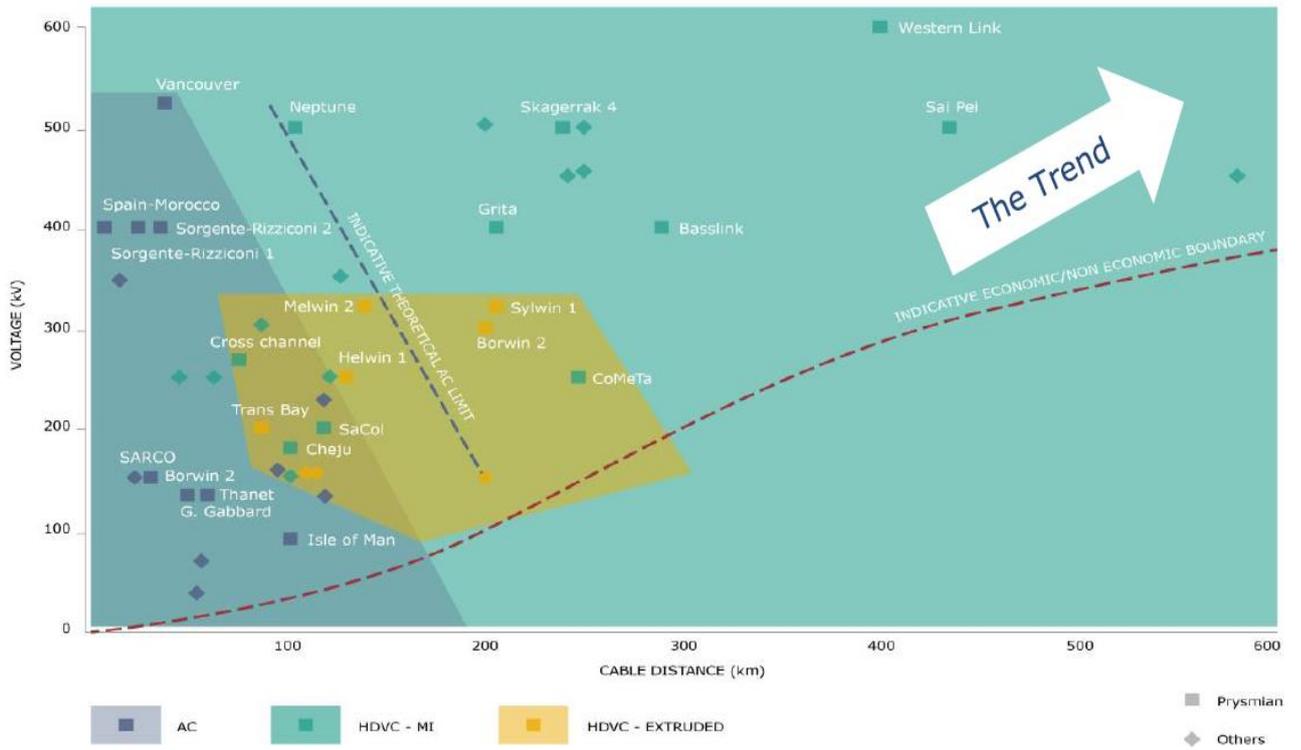


Fourni par : NKT Cables

Dans les câbles à courant continu, il n'y a pas de composante de courant réactif et les câbles ne sont donc pas théoriquement limités en longueur. Par conséquent, cette tendance vers des tensions plus élevées se traduit directement par des distances de transmission plus longues, et comme les tensions ont augmenté, les interconnexions sont devenues de plus en plus longues. Cela a également entraîné l'installation de câbles sous-marins à de plus grandes profondeurs. Ces tendances peuvent facilement être observées sur les Figure 32 et Figure 33.

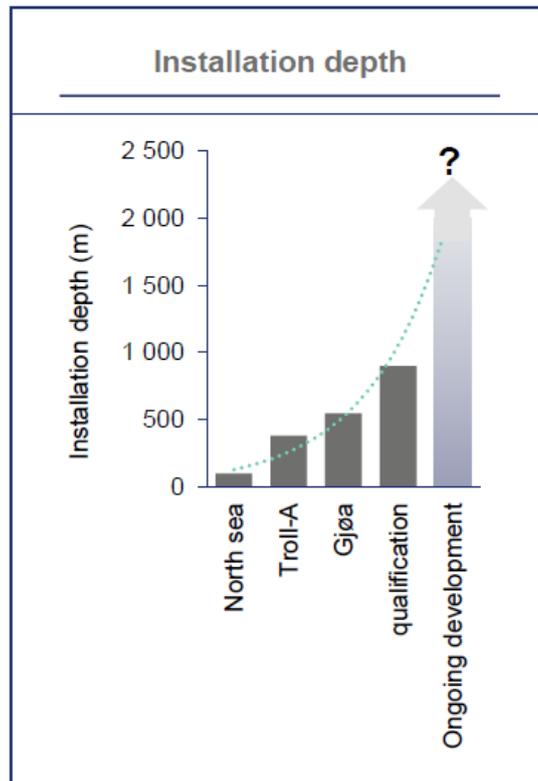
Aujourd'hui, tous les grands fabricants de câbles proposent des câbles sous-marins fonctionnant à 600 kV et les distances de transmission sont supérieures à 600 km. Le câble sous-marin le plus long du monde est l'interconnexion NorNed, avec 580 km, qui sera bientôt dépassé par l'interconnexion NordLink, avec 620 km, dont la mise en service est prévue pour 2020.

Figure 32 : Tendances dans le développement des projets d'interconnexions sous-marines



Fourni par : Prysmian

Figure 33 : Progression de la profondeur d'installation des câbles sous-marins



11.2. Câbles d'alimentation CC HT

Il existe trois principaux types de câbles utilisés pour les applications CC HT :

- Câbles à huile ;
- Conception non drainante en masse (MI ou MIND) ; et
- Câble en polyéthylène réticulé : (XLPE)

Avant 1960, les câbles électriques souterrains étaient isolés avec de l'huile et du papier et acheminés dans un tuyau d'acier rigide, ou dans une gaine ou une enveloppe semi-rigide en aluminium ou en plomb. L'huile était maintenue sous pression grâce à des stations de pompage situées à terre pour empêcher la formation de gaz dissous car ceux-ci pouvaient créer des bulles qui entraînaient des décharges partielles d'électricité endommageant l'isolation et provoquant finalement une rupture du câble. Pour des raisons pratiques, il n'était pas possible d'utiliser des câbles remplis d'huile sur des longueurs supérieures à 30-60 km, car il n'était pas possible d'assurer un débit suffisant d'huile. Le système du détroit de Gibraltar, le système Hainan - Chine et le système Jordanie-Égypte sont tous des exemples de câbles sous-marins remplis à l'huile. Suite aux inquiétudes concernant les impacts environnementaux d'une pollution, le dernier câble sous-marin rempli à l'huile à être installé a été la liaison Kontek de 600 MW entre le Danemark et l'Allemagne en 1996.

Entre 1960 et 2000, pratiquement tous les câbles sous-marins étaient de type MI. Les câbles MI ont été développés dans les années 1950 et offraient des avantages significatifs par rapport aux câbles remplis d'huile. Le processus de fabrication et d'installation était beaucoup plus facile et les câbles nécessitaient moins d'entretien en raison de l'absence d'un réservoir d'huile. D'où le terme de non-drainant. Pour l'isolation, les câbles MI utilisent des couches de pâte de conifères (papier Kraft) enroulées autour du conducteur. Le conducteur enveloppé de papier est chauffé sous vide et imprégné d'une huile à haute viscosité. La première application commerciale du câble MI dans un interconnecteur sous-marin a eu lieu en 1953 (interconnecteur Gotland). La technologie MI a depuis lors été largement déployée et, par conséquent, la plupart des interconnecteurs utilisent aujourd'hui des câbles MI.

Les câbles XLPE ont été développés environ cinquante ans après les câbles MI, la première application commerciale sous-marine de câbles XLPE au monde étant entrée en service en 2002 (l'interconnexion Cross Sound de 330 MW).

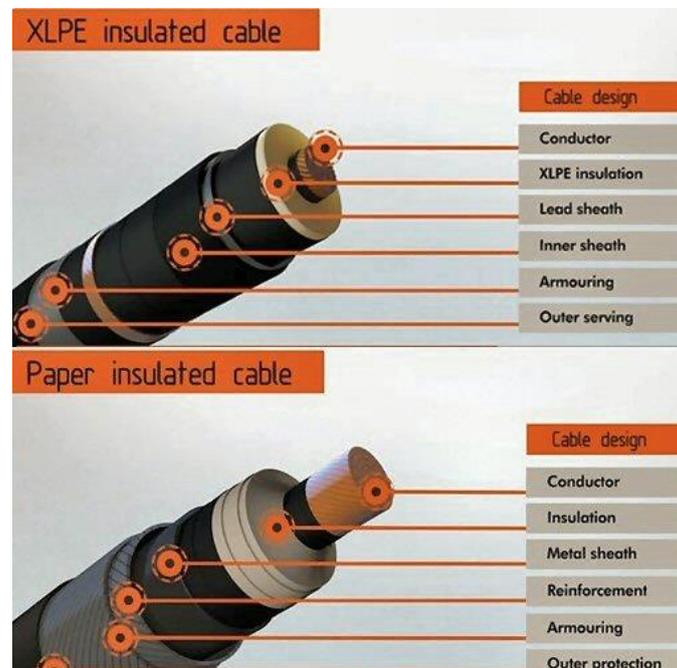
Les câbles à isolation XLPE présentent plusieurs avantages par rapport au câble conventionnel imprégné en masse et deviennent de plus en plus la technologie d'isolation de choix pour les nouveaux interconnecteurs.

Le câble XLPE est produit par un procédé d'extrusion. Cela signifie que les câbles peuvent être produits plus rapidement, dans de plus grandes longueurs et à un coût moindre par rapport aux câbles MI. En outre, les câbles XLPE sont mécaniquement plus robustes et plus souples, ce qui signifie que l'installation est plus facile et que les rayons de courbure peuvent être plus petits, ce qui permet d'éviter facilement les obstacles trouvés sur le fond marin lors de la pose des câbles. Ils peuvent également fonctionner à une température de fonctionnement plus élevée, ce qui leur permet de transporter plus de courant et donc d'offrir une plus grande capacité de transfert d'énergie pour une section de conducteur donnée. La Figure 34 illustre la construction des câbles XLPE et MI.

Les câbles MI et XLPE peuvent être fabriqués avec des conducteurs en cuivre ou en aluminium. Alors que l'aluminium réduit le poids et a un coût inférieur, le cuivre est un conducteur supérieur et les pertes du câble sont moindres. Le diamètre d'un câble en aluminium peut être augmenté pour assurer

un transfert d'énergie plus élevé, mais cela rend la fabrication et la pose du câble plus difficiles, ce qui augmente le risque d'endommager le câble pendant la construction et les défauts de câble qui se produisent ensuite lorsque le câble est mis en service.

Figure 34 : Construction d'un câble XLPE et MI CC HT



Les câbles MI et XLPE peuvent être utilisés dans des applications tant terrestres qu'en mer (sous-marines). La construction physique des câbles terrestres et sous-marins est cependant très différente. Les câbles sous-marins doivent être plus robustes que les câbles terrestres pour résister à des pressions plus élevées et à un environnement plus hostile. En outre, comme les câbles sous-marins sont posés sur des fonds marins qui peuvent atteindre plusieurs centaines de mètres de profondeur, les câbles doivent être suffisamment résistants pour supporter le poids du câble qui est suspendu sous le navire câblé lors de la pose du câble sur le fond marin. À cette fin, les câbles sous-marins sont enveloppés dans plusieurs brins d'acier afin d'assurer la résistance nécessaire et d'empêcher le câble de se rompre pendant la pose. Certains fabricants remplacent un ou deux des brins d'acier par un câble à fibres optiques pour permettre le transfert de données. Le câble en fibre optique peut également être utilisé pour surveiller la température à l'intérieur du câble (pour identifier les éventuels points chauds), bien que cela ne soit généralement applicable que pour les 20 premiers km à chaque extrémité du câble offshore.

La Figure 35 montre une coupe transversale d'un câble CC HT terrestre typique et la Figure 36 montre une coupe transversale d'un câble CC HT sous-marin typique.

L'une des principales différences entre le câble terrestre et le câble sous-marin concerne la facilité de transport. En général, 7 000 tonnes de câble, représentant jusqu'à 80 km, peuvent être produites dans l'usine et posées en une seule longueur au large, la longueur du câble étant limitée uniquement par la taille du navire disponible. Pour les câbles terrestres, cependant, en raison des limitations de transport, la longueur maximale du câble sera généralement de 1 km, ce qui signifie que beaucoup plus de joints seront nécessaires à terre qu'en mer. Par exemple, l'interconnexion Inelfe a une

longueur de 190 km comprenant 4 câbles et a été installée avec un total de 490 joints - une moyenne de 1 joint par 1,2 km de longueur de câble.

Les câbles MI peuvent être utilisés avec des convertisseurs à commutation de ligne (LCC) ou à source de tension (VSC). Cependant, les câbles XLPE ne sont généralement adaptés qu'à une utilisation avec les convertisseurs à source de tension (VSC). En effet, les matériaux utilisés dans le XLPE se polarisent après une exposition prolongée à un champ électrique constant, comme c'est le cas dans les applications à courant continu. Si la polarité est inversée, l'isolation peut se rompre et provoquer une défaillance du câble.

Dans les convertisseurs à commutation de ligne (LCC), il convient d'inverser la polarité des câbles, afin d'inverser le sens du flux d'énergie. Dans les convertisseurs à source de tension l'inversion de la puissance est affectée par le changement de direction du courant continu et pas par le changement de polarité de la tension CC. Par conséquent, les câbles XLPE sont utilisés avec des convertisseurs à source de tension et non avec des convertisseurs à commutation de ligne. Certains fabricants ont surmonté ce problème, mais dans ces cas-là, le câble doit être exploité à une tension beaucoup plus faible. Les principaux composants d'un câble HVDC sont décrits ci-dessous.

Figure 35 : Coupe transversale d'un câble terrestre CC HT typique

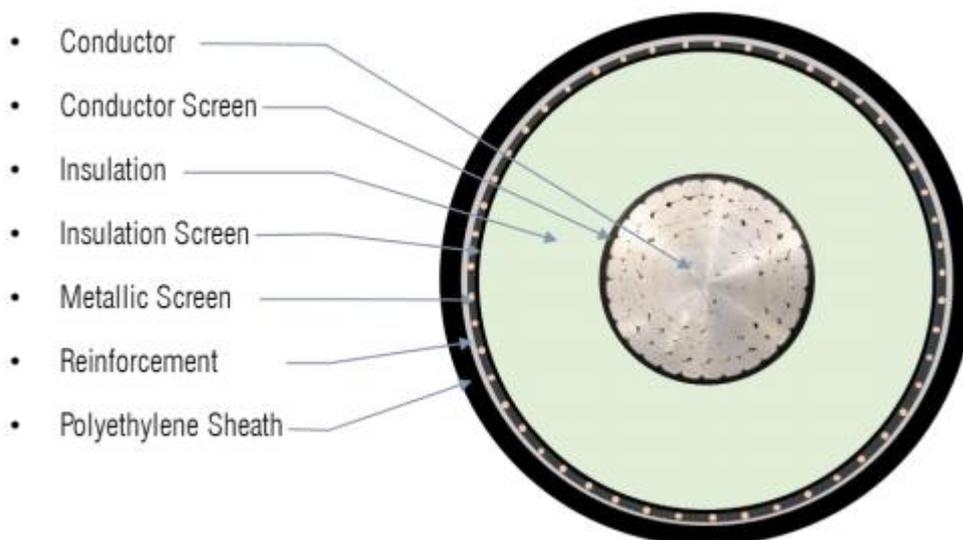
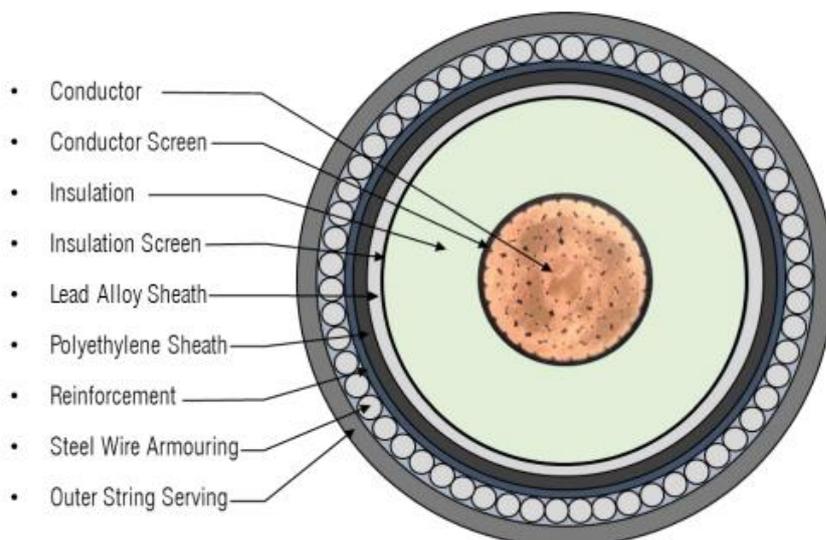


Figure 36 : Coupe transversale d'un câble sous-marin CC HT typique



Conducteur – Sous haute tension, le conducteur transporte le courant continu et est constitué d'un matériau de bonne conductivité, généralement du cuivre ou de l'aluminium. Le choix du matériau conducteur dépend des exigences du projet en ce qui concerne le transfert de puissance requis, la tension continue, les pertes, la méthode d'installation et les propriétés mécaniques.

Blindage du conducteur – Le blindage du conducteur a pour rôle d'assurer une interface souple entre le conducteur et l'isolation, afin d'éviter la concentration de contraintes électriques. Le blindage du conducteur se compose d'un matériau semi-conducteur.

Isolation – La couche d'isolation isole le conducteur haute tension des couches externes du câble et donc de la « terre ». Une défaillance de la couche d'isolation peut entraîner la défaillance du câble et son dysfonctionnement, jusqu'à ce qu'il soit réparé. Dans les applications à courant continu et haute tension, les deux options possibles d'isolation sont des rubans de papier imprégnés en masse qui se chevauchent (MI) ou du polyéthylène réticulé (XLPE).

Écran d'isolation – Il joue le même rôle que l'écran du conducteur, en assurant une surface souple entre l'isolation et les couches extérieures du câble. Il se compose également d'un matériau semi-conducteur. Tout dommage ou imperfection de l'isolation ou de l'écran du conducteur peut entraîner des tensions électriques localisées et une éventuelle défaillance du câble.

Gaine en alliage de plomb – Requête principalement pour les câbles sous-marins, la gaine en alliage de plomb protège « l'âme » interne du câble ou le système d'isolation (comprenant le conducteur, l'écran du conducteur, l'isolation et l'écran d'isolation) contre la pénétration d'eau. Si de l'eau s'infiltrait dans l'âme du câble, cela pourrait entraîner une dégradation des écrans semi-conducteurs et de l'isolation même, ce qui provoquerait une défaillance du câble. Cette couche est métallique et un alliage de plomb est le plus souvent utilisé. Un ruban gonflant est généralement installé entre la gaine de plomb et l'écran d'isolation sous-jacent.

Écran métallique – Tous les câbles haute tension à courant continu seront dotés d'un écran métallique, dont le but est de contenir le champ électrique généré dans l'âme du câble et de fournir un chemin de courant en cas de défaut du câble. Cet écran est généralement constitué de ruban de cuivre ou de conducteurs en cuivre enroulés dans le cas de câbles terrestres dimensionnés pour les courants de défaut prévus. Un ruban gonflant est généralement installé entre l'écran métallique et l'écran d'isolation sous-jacent.

Gaine métallique – Nécessaire lorsque des tensions axiales élevées sont prévues lors de l'installation. La gaine métallique confère une résistance longitudinale au câble et protège l'âme du câble contre les tensions axiales élevées lors de l'installation. Un laminé métal-polyéthylène (généralement de l'aluminium) est utilisé à cette fin pour les câbles terrestres. Pour les applications de câbles sous-marins, la gaine en alliage de plomb et le blindage en fil d'acier contribuent à cette fonction.

Gaine en polyéthylène – La gaine en polyéthylène fournit une couche extérieure résistante pour protéger les couches internes. Dans les installations de câbles terrestres, il s'agit de la couche finale qui protège le câble contre l'abrasion pendant la manipulation, le transport et l'installation. Dans les câbles sous-marins, elle fournit une couche résistante entre les couches internes et les couches externes de protection mécanique et assure la protection contre la corrosion de la gaine en alliage de plomb.

Blindage en fil d'acier – Il est constitué de fils d'acier galvanisé torsadés autour du câble et fournit une résistance mécanique pour protéger le câble pendant la manipulation, le transport et la pose du câble en mer, ainsi qu'une résistance longitudinale au câble pendant la pose. Le blindage en fil d'acier assure également la protection du câble installé contre les abrasions et les chocs lorsqu'il se trouve au fond de la mer. Pour les applications sous-marines en eaux profondes, deux couches sont souvent installées, enroulées dans des directions opposées (contre-hélice), pour éviter les dommages dus aux forces de torsion lorsque le câble est suspendu au navire pendant l'installation.

Gaine extérieure du câble – Composée d'un « fil » de polypropylène enroulé autour du blindage en fil d'acier du câble et remplie d'un composé asphaltique, la gaine extérieure est conçue pour protéger le câble contre l'abrasion pendant la manipulation, le transport et l'installation. Le composé asphaltique protège les blindages en fil d'acier sous-jacents contre la corrosion des câbles sous-marins.

11.3. Installation des câbles CC HT

11.3.1. Installation terrestre

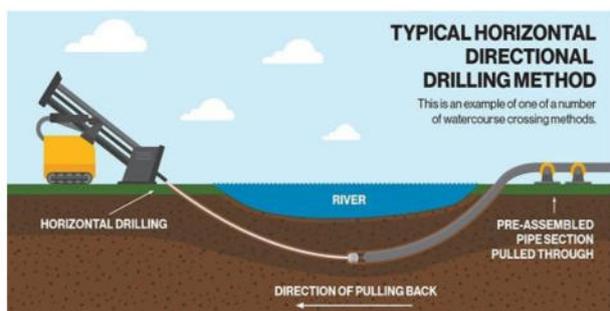
Pour une utilisation terrestre, la longueur du câble CC HT est limitée par des contraintes logistiques concernant le transport, l'accès et l'installation.



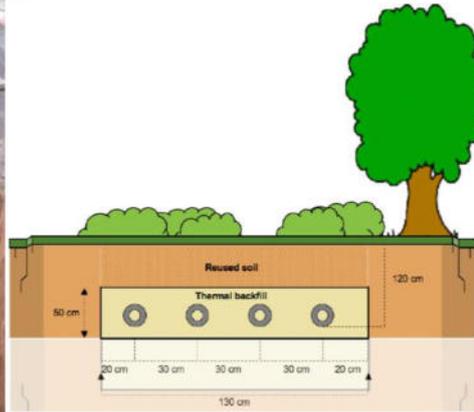
Les tourets de câbles CC HT sont généralement transportés par route ou par rail, avec une capacité de charge courant pouvant atteindre jusqu'à 40 tonnes. La longueur du câble sur un touret de câble dépend du diamètre et du poids du câble. En règle générale, les câbles CC HT sont livrés en longueurs de 1 à 2 km.



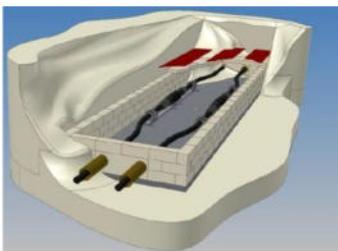
La technique par sillon ouvert est la méthode la plus courante pour poser un câble ou un pipeline à terre. Le type d'équipement choisi pour creuser le sillon dépendra de la profondeur et de la largeur requises ainsi que de l'espace disponible.



Le forage directionnel horizontal (HDD) était à l'origine utilisé dans l'industrie pétrolière et gazière pour accéder aux réservoirs de pétrole ou de gaz. La technique a évolué et est maintenant largement utilisée pour permettre aux câbles et aux pipelines d'éviter les obstacles ou de traverser les rivières, les autoroutes et les chemins de fer qu'ils peuvent rencontrer sur leur trajet. Le tunnel peut être dirigé avec précision le long d'un parcours prédéfini. Un trou pilote est d'abord foré et, lorsque le foret a atteint sa destination, le trou est élargi sur la voie de retour en tirant un tuyau ou un conduit avec lui. Le câble est ensuite tiré à travers le tuyau ou le conduit. L'image ci-contre montre le forage directionnel horizontal utilisé pour la construction de l'interconnexion Est-Ouest.



Les câbles peuvent être posés directement dans un sillon ouvert ou, lorsqu'une protection supplémentaire est nécessaire contre les interventions extérieures, le câble peut être placé à l'intérieur d'un tuyau et le tuyau encastré dans du ciment.



Comme le câble est livré sur des tourets de câble d'une longueur maximale de 2 km, les différentes longueurs du câble doivent être jointes. Ceci est effectué dans un segment de jonction. Les segments de jonction mesurent généralement 6 m de long x 2 m de haut x 2 m de large. Ils sont enterrés dans le sol. Les jonctions sont préfabriquées à l'usine de câbles et expédiées sur le site. Une jonction est requise tous les 1 à 2 km de longueur de câble.

Avant

Après



Les travaux de génie civil nécessaires à l'enfouissement d'une ligne CC HT peuvent avoir un impact considérable sur l'environnement. De lourds engins seront nécessaires pour le creusement des sillons ainsi que pour la livraison des tourets de câble. Pendant la période de construction, des voies d'accès et des chemins de transport sont nécessaires pour accéder au site. Ceux-ci sont supprimés après l'achèvement des travaux et, par conséquent, l'impact environnemental est temporaire. Environ 70 à

80% de la terre excavée peut être rechargée dans le sillon. Le reste de la terre est transporté hors du site. Selon le type de végétation, le paysage est généralement rétabli dans un délai de 18 à 24 mois. La végétation de surface au-dessus de l'installation est gérée de manière à garantir l'absence d'empiètement des racines pendant toute la durée de vie du système de câbles.

11.3.2. Installation de câbles sous-marins

Dans un environnement marin, l'installation de câbles est effectuée par des navires de pose de câbles spécialement construits à cet effet. Le câble est chargé sur le navire à l'usine et enroulé sur une plateforme d'enroulement circulaire sur le pont du navire câblé. Les navires câblés sont équipés de systèmes de positionnement dynamique (DP) qui leur permettent de poser des câbles sur le fond marin avec une extrême précision. La Figure 37 illustre le navire câblé « Victoria ». Le Victoria dispose d'une plate-forme d'enroulement de 7 000 tonnes sur le pont principal et d'une plate-forme d'enroulement de 4 500 tonnes sur le pont inférieur. Le Victoria a été construit en 2017 et est le plus récent navire câblé construit à ce jour. Les rythmes de pose des câbles varient en fonction du navire, des conditions météorologiques et du terrain. Des vitesses allant jusqu'à 500 m/h sont possibles, mais une vitesse de 200 m/h est normale lorsque la pose et l'enfouissement (ou l'enfouissement) se font simultanément.

Figure 37 : Le navire câblé « Victoria », Fourni par la NKT



Dans les eaux trop peu profondes pour les navires câblés, des barges sont utilisées pour installer le câble. Les barges utilisent un système d'ancrage pour maintenir la position de la barge et s'assurer que le câble est posé dans la position correcte. En raison de leur faible tirant d'eau, les barges ne sont pas adaptées aux voyages en mer et le carrousel à câbles est livré dans un port approprié par un autre navire puis chargé sur la barge. La Figure 38 illustre la barge de pose de câbles « Ulisse ». La barge Ulisse possède une plate-forme d'enroulement de 30 m de diamètre et est capable de transporter 7 000 tonnes de câble.

Figure 38 : La barge de pose de câbles « Ulisse », fournie par Prysmian



Les câbles sous-marins peuvent être posés directement sur le fond de la mer ou, si une protection des câbles est nécessaire, ils peuvent être enfouis sous la surface du fond de la mer.

Il existe une variété de techniques qui peuvent être utilisées pour enterrer les câbles. Il s'agit notamment du dragage, du labourage, du creusement de sillons mécaniques et du creusement de sillons au jet d'eau. Le sillon peut être creusé avant la pose du câble (sillon avant la pose) ou après la pose du câble (sillon après la pose).

Dans le cas du sillon avant la pose, un sillon est d'abord creusé et le câble est ensuite posé dans celui-ci. Le sillon est ensuite remblayé en tirant une charrue après la pose du câble. Dans le cas du sillon après la pose, l'outil de creusement de sillon repose sur le câble et retire le fond marin sous le câble à l'aide de jets d'eau à haute puissance. Le câble s'enfonce alors dans le sillon créé par les jets d'eau et aucune charrue n'est nécessaire. La méthode de pose de câbles la moins coûteuse est le dragage, mais les profondeurs d'eau dans lesquelles elle peut être utilisée sont limitées. Tableau 26 illustre les profondeurs d'eau et les profondeurs d'enfouissement indicatives pour chaque type de technique d'enfouissement. La Figure 39 illustre le type de matériel utilisé pour creuser des sillons.

Tableau 26 : Techniques d'enfouissement des câbles et profondeurs d'enfouissement indicatives

Technique d'enfouissement	Profondeur maximale de l'eau	Profondeur maximale du sillon
Dragage	155 m	45 m
Labourage	1 000 m	2,5 m
Creusement mécanique de sillons (véhicules pilotés à distance)	2 000 m	3,5 m
Creusement de sillons par jet d'eau (ROV)	2 000 m	3 m
Propulseur à jet	Illimité	40 m

Figure 39 : Techniques de creusement de sillons

Excavatrice



Charrue de creusement de sillon



Creusement mécanique de sillon d'eau



Creusement mécanique de sillon par jet



11.4. Systèmes de protection des câbles

Lors de la pose d'un câble, il est souvent nécessaire de croiser d'autres câbles ou canalisations. Dans de telles circonstances, il n'est pas pratique de poser le câble sous le câble ou la conduite qui est traversé et le câble est plutôt posé au-dessus de l'infrastructure existante. La Figure 40 illustre un « pont » qui est fabriqué en béton et s'appuie sur l'infrastructure existante pour la protéger. Le câble est ensuite posé sur le pont.



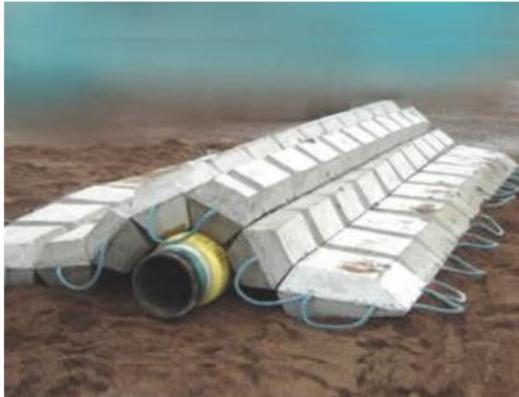
Figure 40 : Passages de câbles - Pont en béton



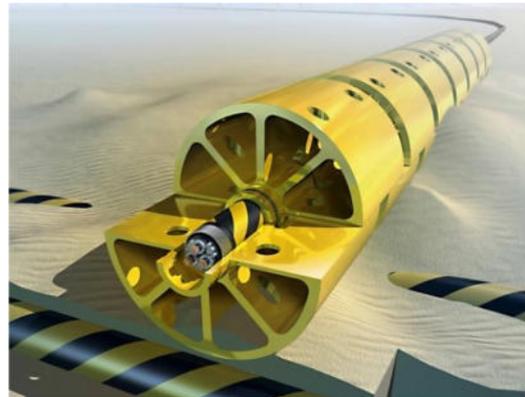
Il existe un certain nombre d'autres techniques qui peuvent être utilisées pour protéger les câbles et/ou effectuer des traversées d'infrastructures existantes. Il s'agit notamment des matelas en béton, des tunnels en polyuréthane, de la mise en place de roches de précision et des matelas anti-abrasion. La Figure 41 illustre chacun de ces systèmes de protection des câbles.

Figure 41 : Exemples de systèmes de protection des tuyaux et des câbles

Matelas en béton



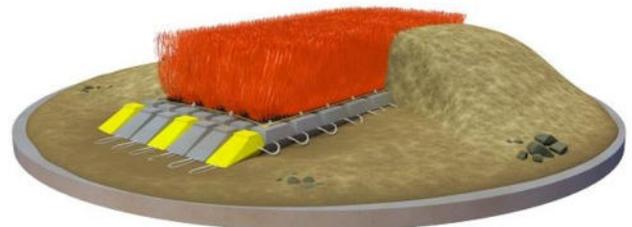
Tunnel en polyuréthane



Positionnement précis de rochers



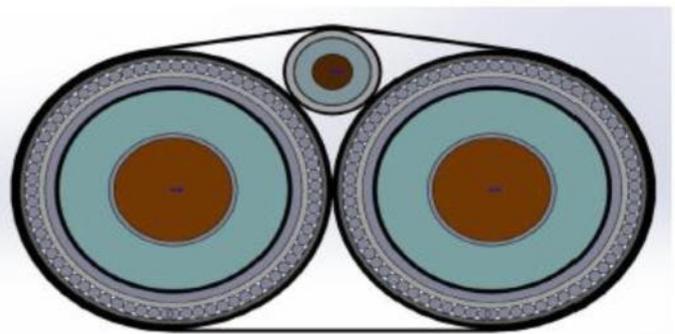
Matelas anti-abrasion



11.5. Câblage simple ou groupé

Les projets d'interconnexion peuvent se composer d'un seul câble sous-marin (monopolaire) ou de plusieurs câbles sous-marins (par exemple, monopolaire avec retour à la terre métallique, monopolaire symétrique ou bipolaire). Les câbles peuvent être posés sur le fond marin individuellement, chaque câble étant posé dans son propre sillon, ou les câbles peuvent être regroupés et posés dans un seul sillon. La Figure 42 illustre deux câbles d'interconnexion regroupés avec un câble en fibre optique.

Figure 42 : Câbles groupés



Lorsqu'un interconnecteur comporte deux câbles, le fait de les regrouper et de les poser dans un seul sillon présente des avantages considérables par rapport à la pose de câbles dans des sillons séparés, notamment

- Des coûts d'installation nettement inférieurs
- Temps de pose divisé par deux
- Réduction des temps d'arrêt pour cause de mauvais temps
- Réduction du risque de munitions non explosées
- Moitié du nombre de passages de câbles et de tuyaux
- Réduction des coûts d'étude préalable (un seul itinéraire doit être étudié)
- Réduction de l'impact environnemental (réduction de 50% de la quantité de terre retirée lors du creusement de sillons)
- Date d'achèvement plus précoce
- Annulation des champs magnétiques

La pose de câbles dans des sillons séparés présente l'avantage que si un navire traîne son ancre, si les câbles sont posés dans des sillons séparés, un seul câble est endommagé. Toutefois, ce risque peut être efficacement atténué en enterrant le câble à une profondeur appropriée.



Figure 43 : Joints de câble

La plate-forme d'enroulement d'un navire câblé peut généralement transporter une seule longueur de câble jusqu'à 80 km de long. Lorsque les longueurs de câbles sont supérieures, des joints de câbles sont utilisés pour raccorder la nouvelle longueur de câble. Les joints sont également utilisés lors de la réparation d'un câble.

11.6. Détection des défauts

11.6.1. Câbles à fibre optique

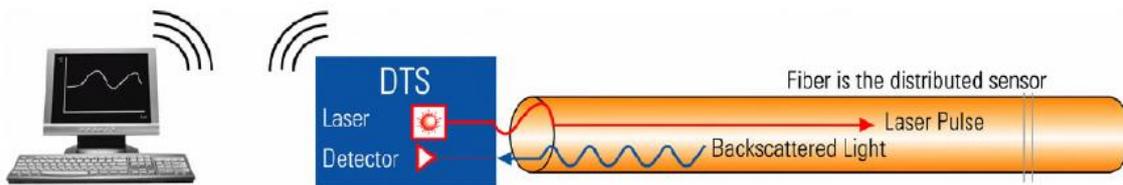


Figure 44 : Câbles à fibres optiques - Détection répartie de la température

Un câble à fibres optiques peut être utilisé pour surveiller la température d'un câble. Dans ces systèmes de câbles, un des brins de fil d'acier de la gaine du câble est remplacé par un câble à fibre optique. Le câble à fibres optiques peut ensuite être utilisé pour identifier les points chauds du câble, causés par un défaut en un point précis du câble, et il peut être utilisé pour mesurer la température du câble pendant les opérations afin de s'assurer que la température de fonctionnement reste dans les limites des spécifications du fabricant. Ces systèmes, connus sous le nom de « Détection répartie de la température », sont efficaces jusqu'à une distance de 100 km de la station de conversion et peuvent localiser un défaut avec une précision de quelques mètres. Les câbles à fibres optiques intégrés peuvent également être utilisés pour surveiller les infiltrations d'eau, les contraintes et les vibrations. La Figure 44 illustre un système de détection répartie de la température.

Certains systèmes à fibres optiques sont si sensibles qu'ils peuvent détecter les vibrations d'un moteur de navire. Si un navire est stationnaire au-dessus d'un câble, cela signifie qu'il est ancré au-dessus ou à proximité de ce câble.

Un certain nombre de sociétés proposent un service par abonnement qui permet de tracer la position précise des navires à l'aide de leur transpondeur embarqué, par exemple pour le trafic maritime. En reliant le système de surveillance des câbles à un tel service d'abonnement, il est possible pour l'opérateur du câble d'être alerté lorsqu'un navire est à l'arrêt au-dessus d'un câble et pour l'opérateur d'identifier ensuite le navire et de contacter le capitaine du navire par radio.

Les câbles peuvent, pendant de courtes périodes, être capables de fonctionner au-dessus de leur capacité nominale, c'est ce qu'on appelle la capacité de surcharge. L'effet d'une surcharge est de chauffer le câble. Si l'on laisse la surcharge se poursuivre pendant une période prolongée, cela peut endommager le câble et provoquer sa défaillance.

Après une surcharge, il faut laisser le câble refroidir et atteindre à nouveau sa température de fonctionnement normale. La capacité de surcharge d'un câble est généralement exprimée par un nombre maximum de MW pour une période de temps donnée. À titre d'exemple, l'interconnecteur BassLink a une capacité de surcharge de 130 MW pendant six heures. La détection répartie de la température par câble à fibre optique est un moyen efficace de surveiller la température du câble.

11.6.2. Réflectomètre du domaine temporel (TDR)

Dans les systèmes de câbles qui n'ont pas de fibre optique, le réflectomètre à domaine temporel (TDR) est la méthode la plus courante de détection des défauts.

Le TDR envoie des impulsions d'énergie électrique le long du câble et mesure le temps entre le lancement de l'impulsion et le retour de la réflexion à partir de toute anomalie le long du câble vers

l'instrument. Cette mesure de temps peut être convertie en distance si les caractéristiques du câble sont connues avec précision.

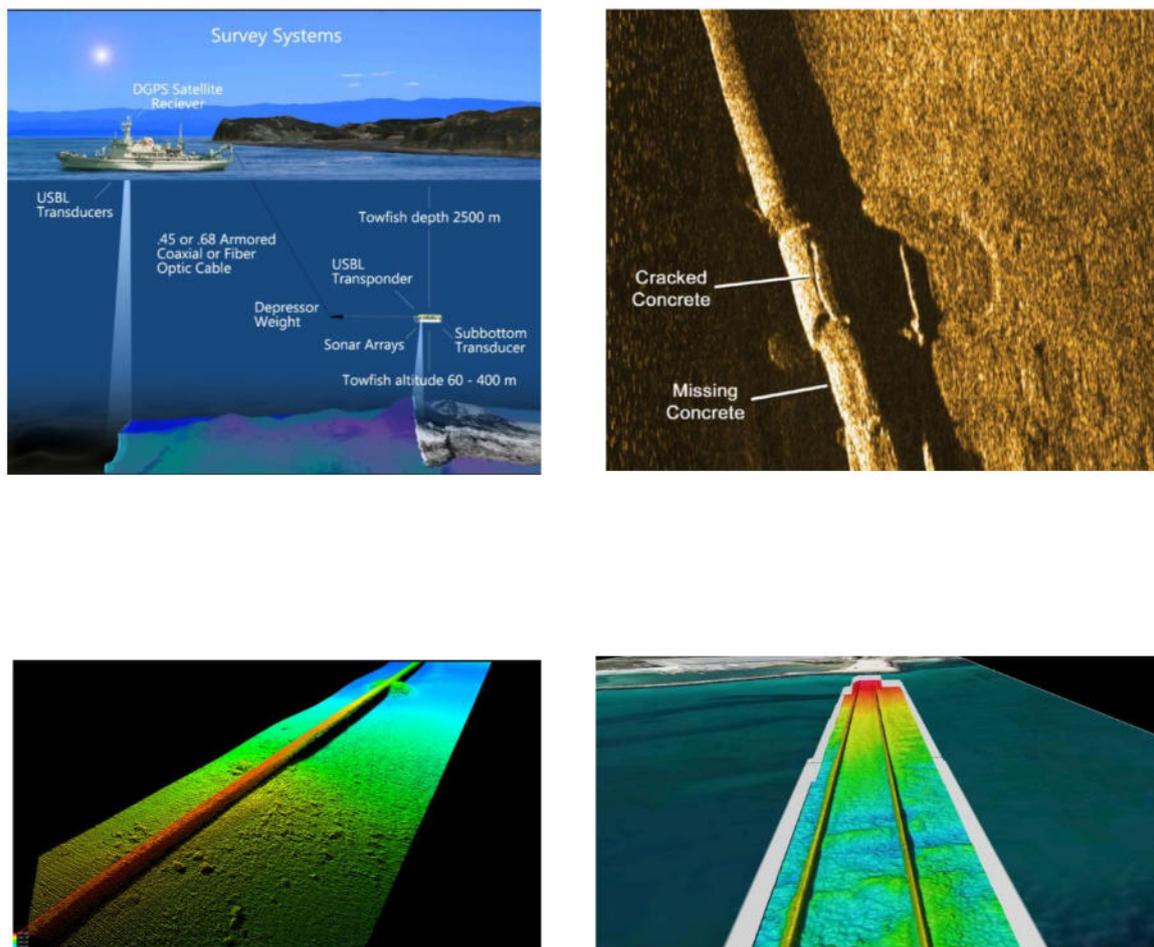
Les événements importants comme les courts-circuits peuvent être facilement détectés avec le TDR mais une rupture de l'isolation peut être beaucoup plus difficile à détecter. Bien que le TDR soit la technique préférée pour localiser ces défauts, il convient toutefois de noter que ces instruments ne localisent les défauts qu'avec une précision d'environ 1% de la distance du défaut et uniquement si une largeur d'impulsion étroite peut être utilisée. Les défauts qui sont plus éloignés des instruments de localisation nécessiteront plus d'énergie pour « détecter » le défaut. L'apport de niveaux d'énergie plus élevés dans le câble nécessite une impulsion de plus longue durée qui, à son tour, entraîne une mesure de la distance moins précise car la largeur de l'impulsion s'élargit et il est plus difficile d'identifier les détails de la réflexion. La capacité du câble fait également que les impulsions sont arrondies et atténuées à mesure que la distance augmente.

11.7. Entretien périodique de routine

Les câbles sous-marins sont conçus pour avoir une durée de vie opérationnelle minimale de 40 ans. Les câbles MI fonctionnent depuis plus de 50 ans. Les câbles XLPE ne sont entrés en exploitation commerciale qu'en 2002 et n'ont donc pas le même historique. Les câbles sous-marins ne nécessitent aucun entretien physique en tant que tel. Toutefois, un câble peut être découvert en raison des effets de l'affouillement et il est d'usage d'effectuer des relevés périodiques le long du tracé du câble à des fins de surveillance. Si un câble est découvert, des mesures peuvent alors être prises pour l'enterrer à nouveau ou le protéger, par exemple au moyen de matelas anti-abrasion ou d'un enrochement de précision. Le sonar latéral haute définition est utilisé pour produire des images en 2D ou 3D de la surface du fond marin sur le trajet du câble

Les fabricants de câbles ont recommandé qu'une enquête soit réalisée un an après l'installation et tous les deux ans par la suite. Une surveillance plus fréquente peut être nécessaire si le câble est situé dans une zone susceptible d'être affouillée, par exemple sur des dunes de sable ou dans des zones à fort courant. La Figure 45 illustre quelques exemples d'imagerie 2D et 3D à partir d'un sonar latéral multifaisceaux.

Figure 45 : Entretien périodique des câbles - surveillance avec le sonar à balayage latéral



11.8. Tension de fonctionnement des câbles XLPE et MI

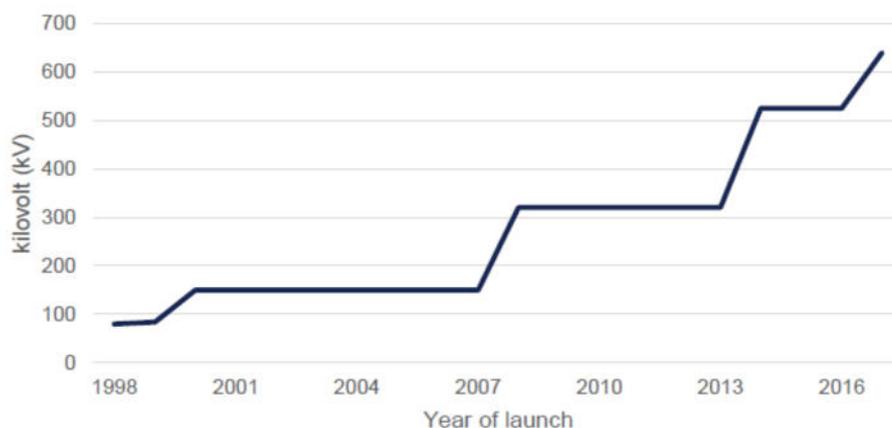
Tous les principaux fabricants proposent des câbles XLPE et MI. Le Tableau 27 illustre les tensions de fonctionnement maximales et la capacité de transfert de puissance des câbles MI et XLPE disponibles dans le commerce.

Tableau 27 : Tension de fonctionnement et capacité de transfert d'énergie

Tension de fonctionnement (kV)	XLPE (MW)	MI (MW)
400	1 000	1000
525	Sans objet	2000

La technologie du câble MI est plus mature, le premier câble à isolation minérale pour applications sous-marines ayant été mis en service en 1954. Le câble XLPE a connu un développement rapide, mais ce n'est qu'au cours des quatre dernières années que le câble XLPE a été disponible à 525 kV et plus. Par conséquent, s'il existe de nombreux exemples d'interconnexions utilisant un câble XLPE à 320 kV, il y a moins d'exemples à 525 kV et plus, même si plusieurs sont prévus. La Figure 46 illustre l'évolution rapide du câble XLPE au fil du temps.

Figure 46 : Augmentation de la tension de fonctionnement des câbles XLPE



Date	Tension de fonctionnement	Fabricant
1954	Premier câble sous-marin MI à 200 kV	NKT (ABB)
1973	Premier câble XLPE à 145 kV	NKT (ABB)
1978	Premier câble XLPE à 245 kV	NKT (ABB)
1989	Premier câble XLPE à 400 kV	NKT (ABB)
2013	Premier câble XLPE à 400 kV	Nexans
2014	Premier câble XLPE à 525 kV	NKT (ABB)
2017	Premier câble XLPE à 640 kV	NKT (ABB)/Prysmian

11.9. Capacité de transfert d'énergie

Le coût d'investissement d'un câble d'interconnexion est fonction de la distance entre les stations de conversion - plus la distance est grande, plus le coût est élevé. Toutefois, le nombre de câbles utilisés dans un système a également un impact significatif sur le coût.

À titre d'exemple, les coûts matériels d'un interconnecteur sont d'environ 0,5 million de livres sterling par kilomètre. Ainsi, pour un interconnecteur avec un trajet de câble de 100 km de long par exemple et ayant un seul câble, le coût serait de 50 millions de livres sterling.

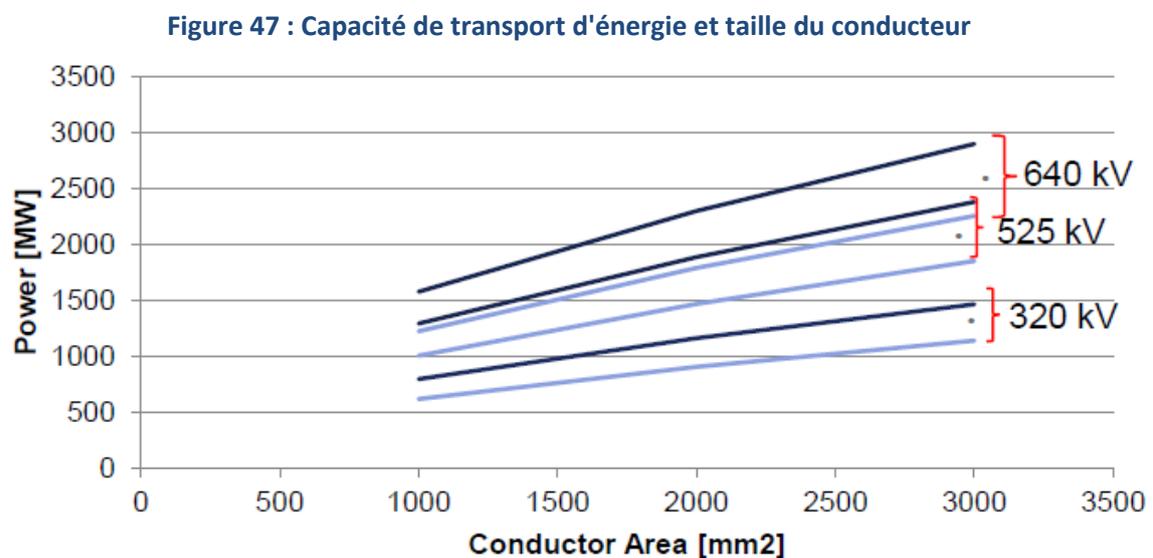
En utilisant des câbles avec des tensions de fonctionnement plus élevées, il est possible de réaliser des capacités de transfert plus élevées avec un nombre minimum de câbles. Lorsque l'interconnexion IFA 1 est entrée en service commercial pour la première fois en 1986, elle utilisait huit câbles MI fonctionnant à 270 kV pour donner une capacité de transfert de puissance de 2 000 MW. Aujourd'hui, des tensions de fonctionnement beaucoup plus élevées peuvent être atteintes - l'interconnexion

Western Link a été mise en service en 2017 et elle utilise deux câbles fonctionnant à 600 kV pour fournir une capacité de transfert d'énergie encore plus élevée de 2 200 MW.

La quantité d'énergie qui peut être transférée par un câble dépend d'un certain nombre de facteurs.

D'un point de vue physique, la taille du conducteur, c'est-à-dire sa section transversale, et le type de métal utilisé pour le conducteur sont les facteurs les plus importants. En général, plus la section transversale est grande, plus la tension de fonctionnement peut être élevée.

La Figure 47 illustre dans quelle mesure l'augmentation de la taille du conducteur permet d'augmenter le niveau de transmission d'énergie - à 320 kV, un conducteur ayant une section de 1 000 mm² peut transmettre environ 750 MW mais en augmentant la section à 3 000 mm² le câble peut transmettre environ 1 500 MW, c'est-à-dire deux fois plus d'énergie.

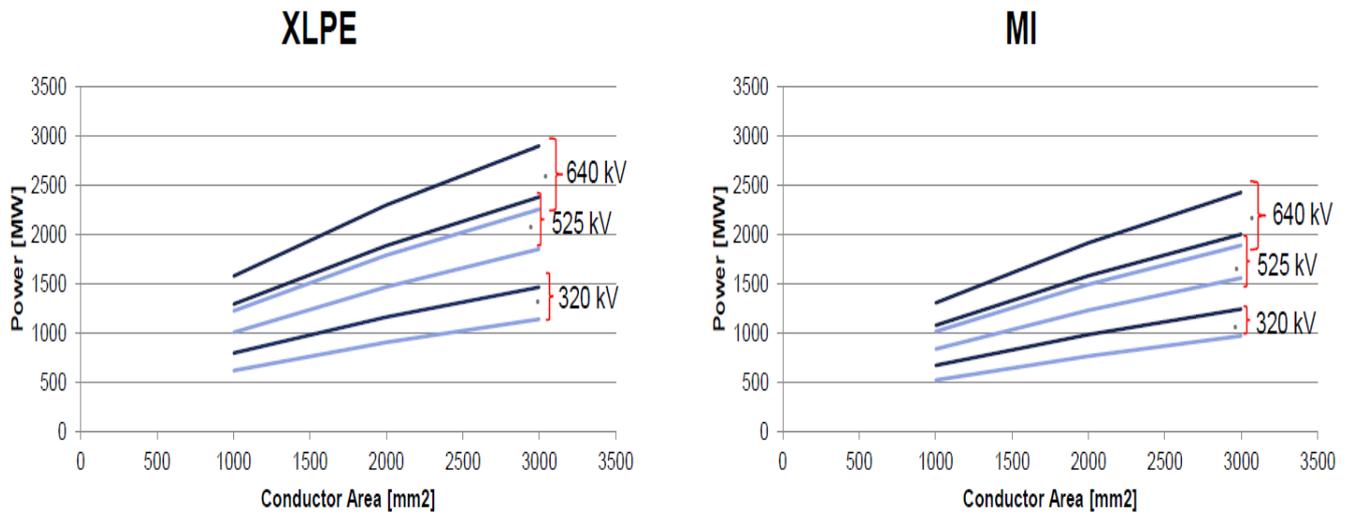


L'augmentation de la section transversale du conducteur augmentera toutefois aussi le coût du câble, car ce la nécessite plus de métal.

Figure 47 illustre que pour une taille de conducteur donnée, il est possible d'obtenir des transferts d'énergie plus élevés en augmentant la tension à laquelle le câble fonctionne. À titre d'exemple, un conducteur de 3 000 mm² de section fonctionnant à 320 kV peut transmettre 1 500 MW de puissance, tandis qu'un conducteur fonctionnant à 525 kV peut également fournir 1 500 MW de puissance, mais avec une section deux fois plus petite. Comme le coût du métal pour le conducteur représente la majeure partie des coûts matériels d'un câble, des économies importantes peuvent être réalisées en fonctionnant à des tensions plus élevées.

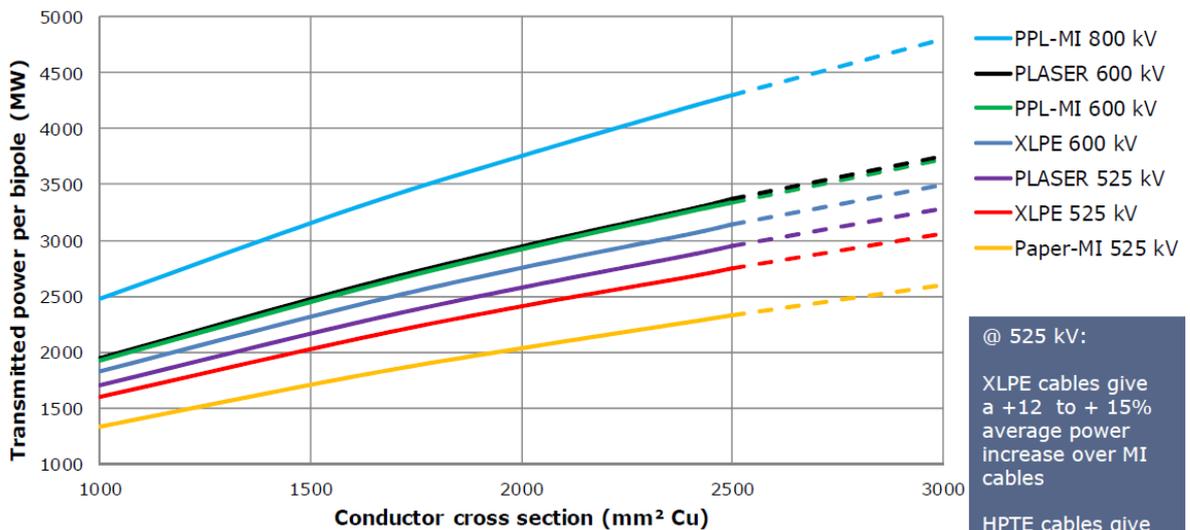
La Figure 48 fournit une comparaison directe des capacités de transfert de puissance des câbles XLPE et MI (Fourni par NKT). Comme on peut le voir, les câbles XLPE offrent une capacité de transfert de puissance de 15 à 20% supérieure à celle des câbles MI de même taille.

Figure 48 : Capacité de transfert d'énergie - Comparaison XLPE/MI (Fourni par NKT)



Lorsque la tension continue augmente, le courant de fuite dans le matériau d'isolation augmente, ce qui génère davantage de chaleur dans le système d'isolation, et entraîne donc davantage de pertes. Afin de faciliter les tensions continues élevées de 525 kV et 640 kV, les fabricants ont développé des matériaux plus récents avec une conductivité plus faible. La Figure 49 illustre les capacités de transfert de puissance de la gamme de câbles CC HT actuellement proposée par l'un des principaux fabricants de câbles.

Figure 49 : Capacité de transfert du câble CC HT dans la gamme de Prysmian



NOTE: Assumed data: ambient temperature 15° C; burial depth 1,5 m; spacing between cables 20 m; soil thermal resistivity 0,8 m K /W

Il convient de noter que dans les applications sous-marines, le diamètre du câble doit être pris en considération pour des raisons pratiques. En général, plus le diamètre du câble est important, plus la pose du câble devient difficile et coûteuse :

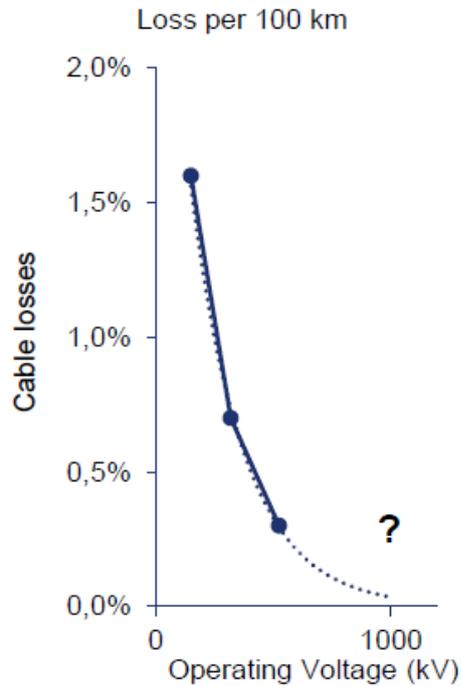
- Le poids du câble est plus élevé et nécessite plus de fil d'acier pour supporter son poids lors de la pose du câble, ce qui entraîne un rayon de courbure plus important et signifie que de plus grandes longueurs de câble sont nécessaires pour le micro-routage autour des obstacles;
- Un diamètre plus grand signifie que moins de câbles peuvent être stockés sur la plate-forme d'enroulement du navire de pose de câbles, ce qui signifie que le navire doit retourner à la base pour être rechargé plus souvent et que, par conséquent, la durée de pose des câbles est plus longue.

En pratique, presque tous les systèmes de câbles sous-marins ont une section transversale de < 2 600 mm² et la plupart ont une section de 2 000 mm² ou moins. Il est possible de fabriquer des longueurs de câble ayant une section transversale plus importante, mais cela est très rare et se fait généralement pour des longueurs très courtes, par exemple lorsqu'un forage directionnel horizontal est nécessaire et qu'une section transversale plus importante permet une meilleure dispersion de la chaleur.

11.10. Pertes de ligne

L'énergie est perdue dans les câbles de transmission par la chaleur générée par le mouvement du courant. Les pertes d'énergie peuvent être réduites en augmentant la tension de fonctionnement de la ligne de transport. La Figure 50 illustre la réduction des pertes à mesure que la tension de fonctionnement augmente. À des tensions de fonctionnement de 550 kV, les pertes en ligne représentent environ 0,3% de l'énergie transmise.

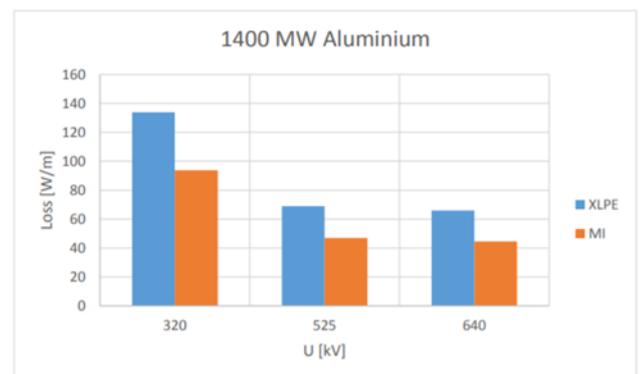
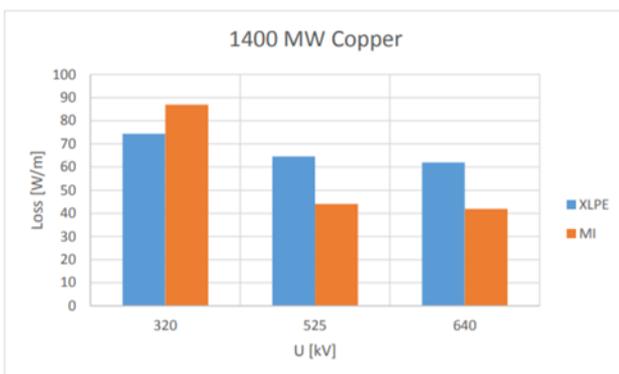
Figure 50 : Perte de puissance dans les câbles sous-marins



Les câbles MI et XLPE présentent des pertes de ligne différentes. En général, les pertes dans le câble MI sont plus faibles que dans le câble XLPE. Plus la tension de fonctionnement est élevée, plus cette différence est importante.

La Figure 51 compare les pertes entre les câbles XLPE et MI pour un transfert de puissance de 1 400 MW en utilisant un conducteur en cuivre et un conducteur en aluminium. On peut constater que les pertes pour un câble MI sont environ 10% inférieures aux pertes pour un XLPE fonctionnant à 320 kV. Cependant, à des tensions de 525 kV et plus, les pertes dans le câble MI sont ~25% inférieures à celles du XLPE.

Figure 51 : Perte de puissance en fonction de la tension de fonctionnement



Fourni par NKT

11.11. Coûts des matières premières

La Figure 52 présente le prix du cuivre par rapport au prix de l'aluminium sur la période 2005 - 2015. On peut voir qu'en 2005, le prix du cuivre est égal à celui de l'aluminium ; cependant, depuis 2005, le prix du cuivre n'a cessé d'augmenter et représente toujours à peu près 3 fois le prix de l'aluminium. En octobre 2020, le cuivre se négociait à 6 500 \$/t sur le London Metal Exchange tandis que l'aluminium se négociait à 1 740 \$/t.

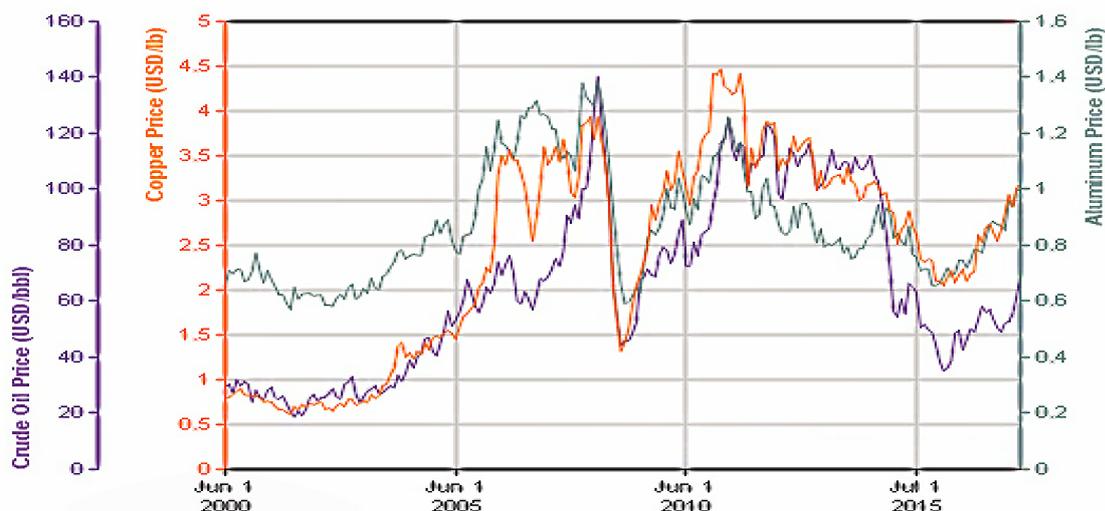
Figure 52 : Prix de l'aluminium par rapport au cuivre



Le prix du cuivre et de l'aluminium est à son tour fortement corrélé au prix du pétrole, comme l'illustre la Figure 53. En effet, dans chaque cas, le coût de l'énergie représente 30 à 40% du coût total de fabrication. Par conséquent, le prix du marché de ces deux métaux a tendance à évoluer avec le prix du pétrole et, comme les prix du pétrole ont baissé, les prix du cuivre et de l'aluminium ont suivi.

Figure 53 : Corrélation entre le prix du cuivre et le prix du pétrole

COPPER PRICE - ALUMINUM PRICE - CRUDE OIL PRICE
Jun 1, 2000 - Feb 1, 2018



11.12. Coûts du cycle de vie

La Figure 54 compare le coût relatif par mètre de différents types de câbles, alimentés à 525 kV et pour un transfert de puissance de 1 400 MW et 2 000 MW. Les coûts sont purement basés sur le prix

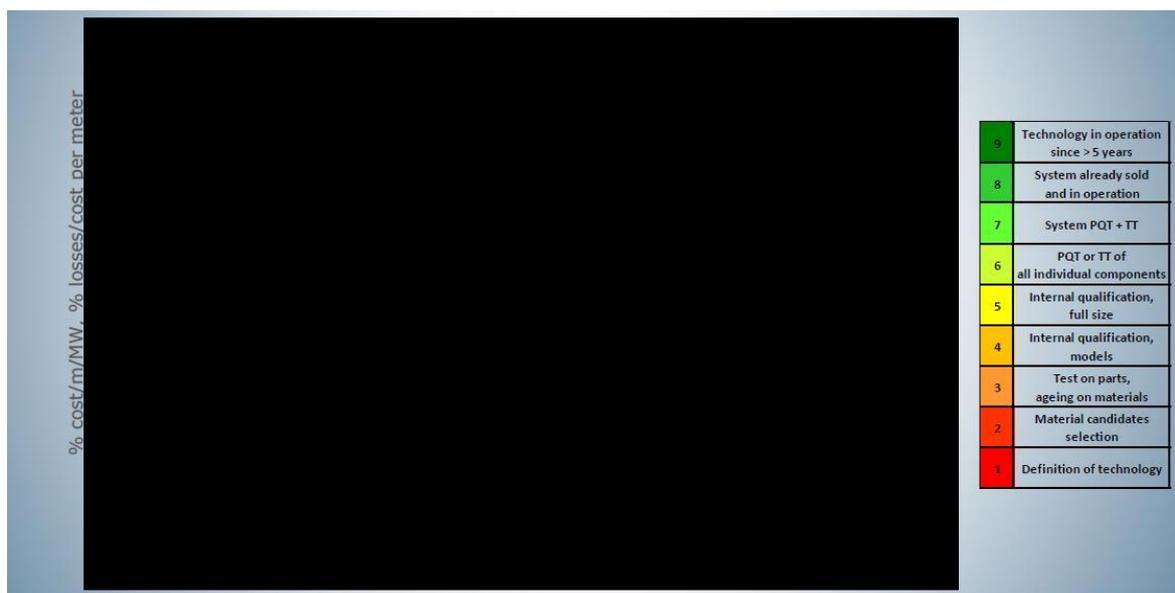
des matières premières utilisées pour leur fabrication. La figure illustre également la maturité relative de la technologie utilisée dans la fabrication de chaque câble. La figure illustre clairement que le XLPE est environ 15% moins cher que son équivalent MI, mais en termes de niveau de préparation technologique (TRL), le XLPE est loin derrière le MI, le MI ayant 3 étapes d'avance sur le XLPE.

Figure 54 : Comparaison des câbles sur la base du coût des matières premières uniquement



La Figure 55 montre le coût relatif des câbles après avoir pris en compte le coût économique des pertes de ligne. La différence de prix entre le MI et le XLPE devient moins importante, le XLPE étant environ 10% moins cher que le MI. Cependant, et c'est un point important à noter, le niveau de préparation technologique du câble IM dépasse de loin celui du XLPE.

Figure 55 : Comparaison des câbles sur la base des coûts totaux du cycle de vie



Si les coûts sur la durée de vie sont importants, d'autres facteurs tels que des antécédents avérés en matière d'utilisation commerciale sont tout aussi importants et jouent un rôle crucial, et c'est particulièrement le cas dans une structure de financement de projet.

À cet égard (comme le montrent les diagrammes), le câble MI a fait ses preuves à 525 kV et XLPE non.

11.13. Fiabilité et disponibilité

Dans une enquête menée en 2015 auprès de courtiers et de souscripteurs d'assurance, le Carbon Trust a constaté que quelque 80% des réclamations d'assurance concernant les parcs éoliens en mer étaient liées au câble - dont 62% aux dommages causés au câble pendant la construction.

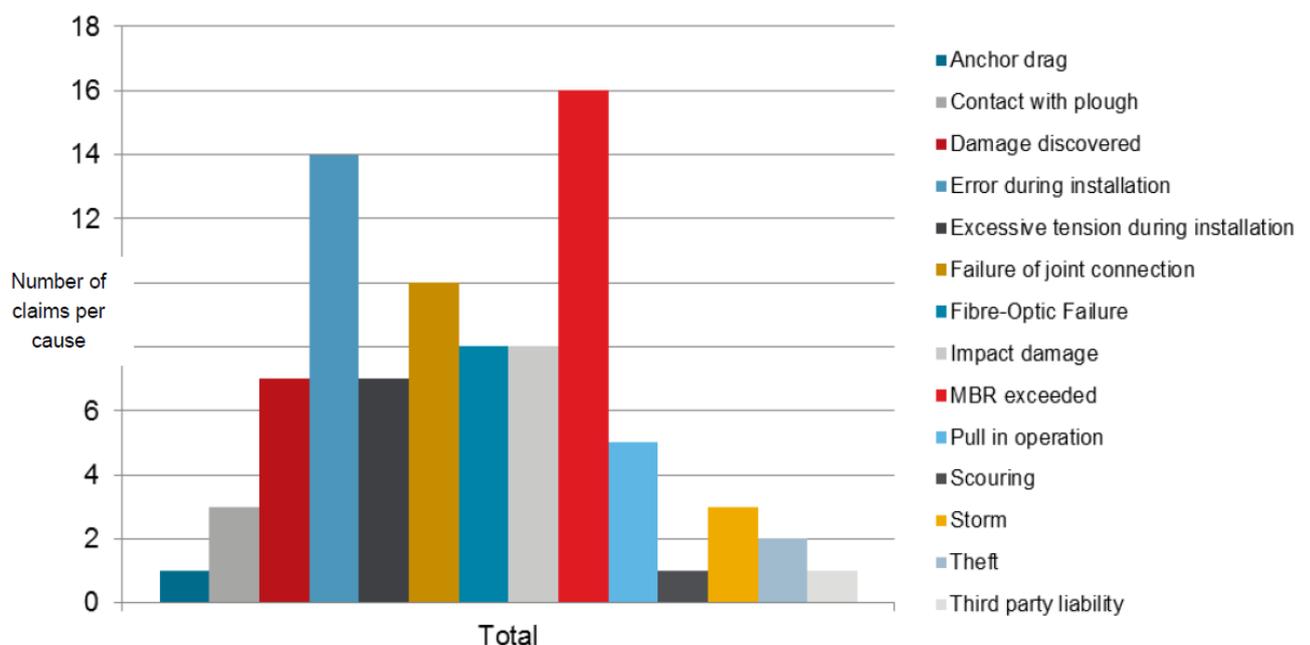
Dans son étude sur la disponibilité des interconnecteurs en 2012, la SKM a constaté que l'objectif de disponibilité pour un interconnecteur avec une longueur de câble de 350 km serait de 97,66%, tandis que la disponibilité d'un interconnecteur ayant une longueur de câble de 700 km serait inférieure de près de 2% à 95,92%.

La principale raison de cette différence n'est pas le type de câble utilisé, mais plutôt sa profondeur d'enfouissement et sa vulnérabilité aux dommages causés, par exemple, par les pêcheurs au chalut ou par les navires traînant leurs ancres.

La longueur du tracé du câble offshore de GridLink est de 146 km et considérablement inférieure au repère de 350 km considéré par la SKM, il serait donc raisonnable de s'attendre à une disponibilité globale égale ou supérieure à 97,66%. Néanmoins, l'étude souligne le fait que le facteur le plus important qui affecte la disponibilité n'est pas la technologie du convertisseur ou du câble, mais plutôt la profondeur d'enfouissement du câble offshore.

La Figure 56, avec l'aimable autorisation d'AON, montre les principales causes des réclamations au titre d'assurance faites par les propriétaires de câbles et d'interconnecteurs au cours des cinq dernières années.

Figure 56 : Principales causes de dommages dans les réclamations d'assurance pour les câbles sous-marins



Total Number of claims = 86

Ces données montrent que la cause principale de la plupart des réclamations d'assurance concerne l'installation des câbles - la cause la plus importante étant le dépassement du rayon de courbure maximal, la suivante étant la défaillance du câble en fibre optique, puis la défaillance du joint, suivie d'une tension excessive du câble pendant l'installation. L'affouillement et la traînée d'ancre ne représentent que 2 des 86 demandes enregistrées au total. Par « dommages découverts », on entend les dommages causés par des sinistres divers qui ne sont pas répertoriés.

Si le nombre de sinistres dus aux ancres qui traînent ou à l'affouillement est faible par rapport à d'autres causes, le coût de la réparation ou du réenfouissement du câble est nettement plus élevé lorsqu'ils surviennent. Il est donc essentiel de veiller à ce que le câble soit enfoui à la profondeur correcte afin d'atténuer les risques, de minimiser les pertes commerciales et de maintenir un niveau de disponibilité élevé.

Il n'existe pas de méthodologie standard de l'industrie pour déterminer la profondeur d'enfouissement optimale d'un câble. Plusieurs alternatives sont disponibles, notamment :

- DNV GL Standard 0359 - Câbles électriques sous-marins pour centrales éoliennes (juin 2016)³⁷
- DNV GL Pratiques recommandées - Câbles d'alimentation sous-marins standard en eau peu profonde Applications d'énergie renouvelable (mars 2016)³⁸
- Indice de protection d'enfouissement (IPE) - Protection des câbles - Des solutions grâce à de nouvelles approches en matière d'installation et d'enfouissement³⁹
- Choisir des profondeurs d'enfouissement appropriées pour les câbles - une méthodologie⁴⁰
- Évolution de l'industrie en matière d'enquête sur l'évaluation de l'enfouissement⁴¹

Un bon exemple de la manière dont l'application de normes différentes pour optimiser la profondeur d'enfouissement peut affecter la disponibilité des câbles a été démontré en 2017 lorsqu'un navire a traîné son ancre sur l'interconnecteur IFA1 pendant une tempête. Ce système comprend un total de huit câbles posés en parallèle. Tous les câbles n'ont pas été endommagés lors de l'incident, mais seulement un câble sur deux. Il est apparu que les câbles qui étaient enfouis à différentes profondeurs et ceux qui étaient enterrés à une faible profondeur étaient tous endommagés alors que ceux qui étaient enfouis à une plus grande profondeur ne l'étaient pas. C'est le résultat direct des différentes normes adoptées par chacun des propriétaires français et britanniques du système. Les réparations ont été effectuées par Louis Dreyfus Travocean et les câbles endommagés ont été enterrés à une profondeur de 0,6 m.

Dans son rapport de 2015 intitulé « Cable Burial Risk Assessment Methodology Guidance for the Preparation of Cable Burial Depth of Lowering Specification, Cabron Trust CTC835 », la société Carbon trust a cherché à unifier les méthodologies de profondeur d'enfouissement et, à l'aide de l'analyse probabiliste, a proposé une nouvelle méthodologie dont l'objectif est de proposer une méthode standardisée, répétable et qualitative pour entreprendre une évaluation des risques de profondeur d'enfouissement et déterminer une profondeur d'enfouissement optimale pour les câbles. Sur recommandation des conseillers experts de GridLink en matière d'installation de câbles offshore (Intertek), cette norme a été adoptée par le projet GridLink. L'adoption de cette norme montre que le

³⁷ <https://rules.dnvgl.com/docs/pdf/DNVGL/ST/2016-06/DNVGL-ST-0359.pdf>

³⁸ <http://rules.dnvgl.com/docs/pdf/DNV/codes/docs/2016-03/RP-J301.pdf>

³⁹ Mole, P., Featherstone, J. and Winter, S. (1997), *SubOptic '97*. San Francisco.

⁴⁰ Allan, PG. (1999), *Submarine Communications*, Cannes

⁴¹ Jongergouw, M. et al (2001), *SubOptic 2001*, Kyoto

câble GridLink doit être enterré à une profondeur comprise entre 1,5 et 2,0 m (en moyenne) sur tout le trajet du câble sous-marin.

Le Tableau 28 et le Tableau 29 montrent les taux de défaillance des câbles identifiés dans le rapport du SKM pour les câbles XLPE et MI dans les environnements terrestres et offshore, et montrent qu'il n'y a pas de différence dans les taux de défaillance attendus en raison de facteurs externes (tels qu'une traînée d'ancre) et qu'il n'y a pas non plus de différence mesurable entre XLPE et MI en ce qui concerne les défaillances dues uniquement à des défauts de conception ou de fabrication (internes).

Tableau 28 : Taux de défaillance des câbles - Câbles terrestres

Type de câble	Défaillances externes (déf./an/cct.km)			Défaillances internes (déf./an/cct.km)			Temps moyen de réparation (jours)	
	Élevé	Faible	Moyen	Élevé	Faible	Moyen	Moyen	Élevé
XLPE CA	0,00087	0,000435	0,00058	0,00045	0,000225	0,0003	20	30
XLPE CC	0,00087	0,000435	0,00058	0,00045	0,000225	0,0003	20	30
MI CC	0,00087	0,000435	0,00058	0,00045	0,000225	0,0003	40	65

Tableau 29 : Taux de défaillance des câbles - Câbles sous-marins

Type de câble	Défaillances externes (déf./an/cct.km)			Défaillances internes (déf./an/cct.km)			Temps moyen de réparation (jours)	
	Élevé	Faible	Moyen	Élevé	Faible	Moyen	Moyen	Élevé
XLPE CA	0,000315	0,0001575	0,00021	0,000405	0,0002025	0,00027	65	90
XLPE CC	0,000315	0,0001575	0,00021	0,000405	0,0002025	0,00027	65	90
MI CC	0,000315	0,0001575	0,00021	0,000405	0,0002025	0,00027	65	90

Note : cct.km signifie circuit kilomètres

11.14. Temps de réparation de câble

11.14.1. Câble terrestre

Le temps nécessaire à la réparation d'un câble enterré dans un environnement terrestre est relativement prévisible. Les délais habituels de réparation des câbles terrestres sont indiqués dans le Tableau 30. Le temps nécessaire pour réparer un câble dépend en grande partie de la façon dont il a été enfoui - les câbles enterrés dans des conduits, par exemple, prendront plus de temps à réparer car le conduit devra être remplacé en même temps que le câble. De même, les câbles enterrés dans les tunnels prendront encore plus de temps car il faut extraire toute la longueur du câble à l'intérieur du tunnel pour localiser les dégâts.

Tableau 30 : Délais typiques de réparation des câbles - Câbles terrestres

Type de câble	Plage de tension	Temps de réparation d'un enterrement direct (jours)	Enterrement dans des conduits/caniveaux/tunnels (jours)
XLPE	60 – 219 kV	14	15
XLPE	220 – 500 kV	25	45
XLPE	Toutes les tensions	20	30
MI	Toutes les tensions	40	65

Source : Rapport SKM

11.14.2. Câble offshore

La réparation des câbles dans un environnement offshore est beaucoup plus complexe que dans un environnement terrestre. Le temps de réparation des câbles est fonction de la profondeur de l'eau, du fait que le câble soit enterré ou non et de la profondeur à laquelle le câble est enterré. Parmi les autres facteurs, citons les conditions météorologiques et la disponibilité d'un navire de réparation.

Tableau 31 : Délais typiques de réparation des câbles - Câbles sous-marins

Activité	Durée (en jours)
Mobilisation d'un navire de recherche pour localiser la défaillance	10
Mobilisation d'un navire de réparation de câbles sur le site	15
Récupération de câble	10
Réparation et test du câble	15
Dépôt et ré-enfouissement	10
Imprévus météorologiques	15
Total	75

Les délais de réparation indicatifs pour les câbles offshore sont indiqués dans le Tableau 31 et suggèrent un délai de réparation moyen de 75 jours. Les estimations des temps de réparation varient. Par exemple, le Conseil international des grands réseaux électriques estime que le temps de réparation moyen est de 105 jours.

Le Tableau 32 fournit une liste plus détaillée des activités qui doivent être entreprises pour affecter une réparation et le temps nécessaire pour effectuer ces activités (courtoisie NKT).

Tableau 32 : Calendrier détaillé des activités pour affecter la réparation d'un câble offshore

Task Name	Duration	Start	Finish

Le temps nécessaire pour réparer un câble endommagé peut être réduit en étant préparé à une telle éventualité. Pour ce faire, le propriétaire doit tenir un inventaire des jonctions de câbles de rechange ainsi que des câbles de rechange et savoir quelles sont les autorisations requises et comment les obtenir.

La réparation d'un câble est une tâche complexe qui nécessite des techniciens spécialisés ainsi que des navires de réparation spécialisés. Il n'est pas rentable pour les propriétaires d'interconnecteurs de conserver ces connaissances spécialisées en interne ou d'avoir des navires en attente. Dans cette optique, tous les grands fabricants de câbles offrent aux propriétaires d'interconnecteurs un service de réparation de câbles. Lorsque les interconnecteurs ne disposent pas de tels accords de niveau de service et choisissent plutôt de prendre des dispositions à ce moment-là, les délais de réparation peuvent prendre jusqu'à 30 à 60 jours de plus.

Les éléments clés d'un accord de niveau de service pour la réparation des câbles sont présentés sur la Figure 57 et un interconnecteur peut sélectionner les services requis dans le programme. Ces services vont du stockage des pièces de rechange à la mobilisation des navires de réparation. Le Tableau 33 fournit une liste des interconnecteurs connus pour avoir des accords de niveau de service.

Figure 57 : Réparation de câbles offshore - Structure des accords de niveau de service

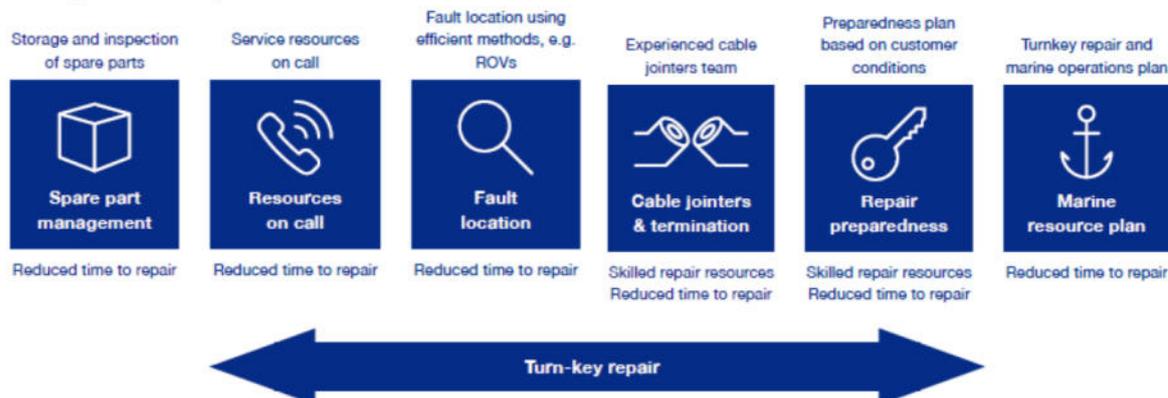


Tableau 33 : Interconnecteurs avec accords de niveau de service

Câble	Pays	Année	du câble	CA/CC	Type de câble	Secteur
Konti-Skan	Suède – Danemark	2009	250 kV	CC	MI	Interconnecteur
NorNed	Norvège - Pays Bas	2010	450 kV	CC	MI	Interconnecteur
Baltic Cable	Suède - Allemagne	2011	450 kV	CC	MI	Interconnecteur
Thanet	Royaume-Uni	2012	132 kV	CA	XLPE	Ferme éolienne offshore
Iles anglo-normandes	France - Guernesey	2012	90 kV	CA	XLPE	Interconnecteur
Thornton Bank	Belgique	2013	150 kV	CA	XLPE	Ferme éolienne offshore
Fenno-Skan	Finlande - Suède	2013	400 kV	CC	MI	Interconnecteur
Black Sea	Roumanie	2013	12 kV	CA	XLPE	Pétrole et gaz offshore
Troll A	Norvège	2014	66 kV	CA	XLPE	Pétrole et gaz offshore
Gwynt-y-Mor	Royaume-Uni	2015	132 kV	CA	XLPE	Ferme éolienne offshore
Dudgeon	Royaume-Uni	2016	132 kV	CA	XLPE	Ferme éolienne offshore
IFA 2	Royaume-Uni - France	2017	270 kV	CC	MI	Interconnecteur
Skagerak 2	Norvège - Danemark	2017	250 kV	CC	MI	Interconnecteur

11.15. Pièces de rechange

Le coût élevé des arrêts forcés souligne l'importance du transport des pièces de rechange, tant pour les composants terrestres que pour les composants sous-marins de l'interconnexion.

Les pièces de rechange peuvent être classées comme suit : éléments stratégiques majeurs, éléments non stratégiques et consommables.

Les principaux éléments stratégiques tels qu'un transformateur, des modules IGBT ou un câble doivent être disponibles immédiatement ou à très court terme. Pour les câbles, les fabricants recommandent généralement que la longueur de câble de réserve soit fixée à six fois la profondeur maximale de l'eau. En raison du long délai de remplacement d'un transformateur, et en particulier dans le cas des transformateurs pour les convertisseurs à commutation de ligne, les interconnecteurs détiennent également un transformateur de rechange. Les jonctions de câbles sont également des éléments essentiels et comme elles sont fabriquées sur mesure pour chaque projet individuel, elles ne peuvent être obtenues à court terme.

Les pièces de rechange stratégiques se trouvent dans un entrepôt climatisé spécialement construit à cet effet. L'entrepôt devrait idéalement se trouver à proximité immédiate de la station de conversion (pour le transformateur) et d'un grand port (pour le câble). Cela peut ne pas être possible dans toutes les circonstances et deux entrepôts peuvent être utilisés. Certains fabricants de câbles proposent un service de stockage dans lequel le câble et les jonctions de câbles peuvent être stockés sur le site de fabrication, car ces usines ont également accès à un quai pour le chargement et le déchargement des câbles.

Les éléments non stratégiques sont des articles de nature générique et le fabricant les garde généralement à disposition. Généralement, au moment de la désignation du fabricant du convertisseur, et un accord est mis en place avec lui pour tenir et maintenir un inventaire des pièces de rechange pendant un certain temps (contrat de service à long terme). Cet accord garantit que les pièces de rechange recommandées sont détenues par le fabricant et disponibles pendant toute la durée du projet.

Comme le fabricant garantit également la performance et la disponibilité des stations/câbles de conversion, il fournit un inventaire des pièces de rechange qui doivent être conservées afin que ces garanties de performance puissent être respectées. À cette fin, une politique en matière de pièces de rechange est élaborée avec le fabricant sélectionné, et elle couvre généralement les points suivants :

- Coût des pièces de rechange
- Délai de livraison
- Probabilité d'échec
- Impact sur la disponibilité et
- Durée de conservation des pièces de rechange

Les consommables, tels que les additifs au système d'eau de refroidissement, sont généralement stockés sur place dans une pièce dédiée aux pièces de rechange.

11.16. Liste des projets d'interconnexion utilisant des câbles XLPE et MI

Le Tableau 34 fournit une liste des interconnexions sous-marines utilisant un câble XLPE. Comme on peut le voir, la puissance maximale des projets d'interconnexion utilisant un câble XLPE de 320 kV est d'environ 1 000 MW. Quatre projets (Piémont-Savoie, Sydvestlanken, Southwest Link et Inelfe) ont une puissance nominale supérieure à 1 000 MW, mais tous ces projets utilisent quatre câbles au lieu de deux pour transmettre l'énergie supplémentaire. L'interconnecteur Nemo utilise deux câbles XLPE, et est le premier exemple de mise en service commerciale de câbles XLPE à 400 kV.

Le Tableau 35 fournit une liste des interconnexions sous-marines utilisant un câble MI. Il y a quatre projets qui dépassent les 1 000 MW en utilisant deux câbles MI (Cook Strait, Nordlink, North Sea Link et Western Link). Le cinquième, l'IFA1, a une puissance de 2 200 MW, mais il utilise pour cela huit câbles fonctionnant à 270 kV.

Le Tableau 36 montre les projets d'interconnexions sous-marines prévus ou en construction qui dépassent 1 000 MW. Ce tableau illustre clairement une préférence parmi les promoteurs de nouveaux projets pour des niveaux de tension élevés dans la plage 400-600 kV. Il convient de noter que si le projet FAB est évalué à 1 400 MW, il utilisera 4 câbles fonctionnant à 320 kV pour atteindre cette puissance.

Tableau 34 : Interconnecteurs sous-marins utilisant un câble XLPE

Projet	Débit de puissance du convertisseur MW	Tension de fonctionnement du câble	Année de mise en service	Type de convertisseur	Fabricant du convertisseur	Fabricant du câble
EastWest Interconnector	500	200	2012	VSC	ABB	NKT
Helwin 1	576	250	2014	VSC	Siemens	Prysmian
Shetland	600	300	2016	Thyr	-	
Nordbalt	700	300	2016	VSC	ABB	NKT
Cobra	700	320	2019	VSC	Siemens	Prysmian
Borwin 2	800	300	2013	VSC	Siemens	Prysmian
Caithness Moray	800	320	2018	VSC	ABB	NKT
Dolwin 1	800	320	2015	VSC	ABB	NKT
Sylwin 1	864	320	2017	VSC	Siemens	Prysmian
Helwin 2	864	320	2015	VSC	Siemens	Prysmian
Borwin 3	900	320	2019	VSC	Siemens	Prysmian
Dolwin 3	900	320	2018	VSC	GE-Alstom	Prysmian
Dolwin 2	916	320	2015	VSC	ABB	NKT
ElecLink	1 000	320	2020	VSC	Siemens	Prysmian
Xiamen Island	1 000	320	2015	VSC	-	
Nemo Link	1 000	400	2019	VSC	Siemens	Sumitomo
Piemont - Savoie DC*	1 200	320	2019	VSC	GE-Alstom	Prysmian
SydVästlänken*	1 440	300	2016	VSC	GE-Alstom	NKT
South Link* West	1 400	300	2016	VSC	GE-Alstom	NKT
Inelfe*	2 000	320	2016	VSC	Siemens/Prysmian	Prysmian

* Les projets utilisent 4 câbles

Tableau 35 : Interconnecteurs sous-marins utilisant un câble MI

Projet	Débit de puissance du convertisseur (MW)	Tension de fonctionnement du câble (kV)	Année de mise en service	Type de convertisseur	Fabricant du convertisseur	Fabricant du câble
Gotland 1	20	200	1954	Merc	ABB	NKT
Gotland 2	130	150	1983	LCC	ABB	NKT
Gotland 3	130	150	1987	LCC	ABB	NKT
Konti-Skan 1	250	250	1965	Merc	-	NKT
Konti-Skan 2	300	285	1988	LCC	ABB	NKT
Skagerrak 1 + 2	500	250	1977	LCC	ABB/Nexans	Nexans
Fenno-Skan 1	500	400	1989	LCC	ABB	NKT
Skagerak 3	550	145	2012	LCC	ABB	Nexans
Storebaelt	600	400	2010	LCC	Siemens	NKT
Baltic Cable	600	450	1994	LCC	ABB	NKT
Swepol	600	450	2000	LCC	ABB	NKT
NorNed	700	450	2008	LCC	ABB, Nexans	NKT
Skagerrak 4	700	525	2015	VSC	ABB, Nexans	Nexans, Prysmian
Labrador-Island	900	350	2017	LCC	GE-Alstom	Nexans
BritNed	1 000	450	2011	LCC	Siemens	NKT
Monita	1 000	500	2017	LCC	Toshiba	Nexans
Sapei	1 000	500	2011	LCC	ABB	Prysmian
Cook Strait	1 200	350	1991	Thyr & Merc	Siemens & ABB	NKT
NordLink	1 400	515	2020	VSC	ABB	Nexans, NKT, Prysmian
North Sea Link	1 400	515	2021	VSC	ABB	Prysmian
IFA 1	2 000	270	1986	LCC	Alstom/ASEA	Alstom
Western Link	2 200	600	2017	LCC	Siemens	Prysmian

Tableau 36 : Interconnecteurs sous-marins fonctionnant au-dessus de 1 200 MW et/ou 500 kV

Projet	Débit de puissance du convertisseur (MW)	Tension de fonctionnement du câble (kV)	Statut	Année de mise en service	Type de câble
NordLink	1 400	515	En construction	2020	MI x 2
North Sea Link	1 400	515	En construction	2021	MI x 2
Skagerak-4	700	500	En fonctionnement	2015	MI x 1
WesternLink	2 200	600	En fonctionnement	2019	PPL x 2
Monita	1 200	500	En fonctionnement	2019	MI x 2
Viking Link	1 400	525	En construction	2022	MI x 2
Baltic Cable	1200	450	En fonctionnement	1994	MI x 2
Swepol Link	1 200	450	En fonctionnement	1998	MI x 2
Basslink	1010	400	En fonctionnement	2006	MI x 2
NorNed	700	450	En fonctionnement	2008	MI x 1
BritNed	1000	450	En fonctionnement	2011	MI x 2
Sapei	1000	500	En fonctionnement	2011	MI x 2
Neptune	660	500	En fonctionnement	2007	MI x 1

12. CHOIX DE LA TECHNOLOGIE

12.1. Options de conception alternatives

Il y a trois paramètres techniques clés qui définissent la spécification technique d'un système XXXXXC, ce sont :

- Choix de la technologie du convertisseur (VSC ou LCC)
- Configuration du système (Monopolaire ou Bipolaire) et
- Sélection de la technologie des câbles HT CC (XLPE ou MI)

Ces paramètres définissent les caractéristiques de performance, les coûts d'investissement et d'exploitation ainsi que les impacts environnementaux d'un système HT CC.

12.2. Sélection de la technologie du convertisseur (VSC ou LCC)

Le Tableau 37 compare les technologies de convertisseur VSC et LCC et résume les avantages et les inconvénients de chaque type de technologie.

Les convertisseurs à commutation de ligne ont un net avantage sur les convertisseurs à source de tension pour le transport d'électricité sur de longues distances. En effet, le coût de l'électricité provenant des pertes en ligne représente une part importante des coûts totaux du cycle de vie. Plus la distance est grande, plus les coûts sont importants. Les pertes en ligne sont minimisées à des tensions de fonctionnement plus élevées, car les systèmes LCC sont disponibles dans le commerce à des tensions de fonctionnement de 800 - 1 100 kV et des capacités de transfert de puissance allant jusqu'à 12 000 MW, contre 600 kV et jusqu'à 2 000 MW pour les systèmes VSC. Par conséquent, les convertisseurs LCC sont idéaux pour les projets de transmission à longue distance.

Cependant, pour GridLink, la longueur de la ligne de transmission de convertisseur à convertisseur est très courte, 155 km seulement, alors qu'elle est de plusieurs centaines (ou milliers) pour les lignes trans-étatiques à longue distance. Pour les lignes GridLink, bien que les pertes soient beaucoup moins importantes, et que d'autres facteurs tels que les coûts d'investissement, la capacité à fournir un large éventail de services auxiliaires et à minimiser l'impact environnemental par le biais de l'impact sur le site jouent un rôle plus crucial.

En termes de services auxiliaires, le Tableau 37 illustre que le VSC est capable de fournir un démarrage à froid, une puissance réactive et des taux de progression plus rapides et plus flexibles. Ce sont tous des services qui génèrent des revenus. Les convertisseurs LCC ne peuvent pas fournir ces services ou, lorsqu'ils le peuvent, par exemple les taux de progression, ils sont beaucoup moins flexibles.

En termes de performances harmoniques, les convertisseurs VSC produisent une forme d'onde beaucoup plus lisse que les LCC et éliminent le besoin de filtres de lissage. [REDACTED]

En termes d'encombrement sur le site et de coûts fonciers associés, l'encombrement d'un convertisseur VSC est environ la moitié de celui requis pour un convertisseur basé sur la technologie LCC. Sur la base d'un convertisseur VSC, les coûts fonciers annualisés de GridLink s'élèveraient à environ [REDACTED] et les tarifs commerciaux (basés sur l'occupation des sols) à environ [REDACTED] de £/an. Ces coûts doubleraient si un système de conversion basé sur le LCC était utilisé.

En ce qui concerne les transformateurs, les convertisseurs LCC nécessitent des transformateurs sur mesure, tandis qu'un convertisseur VSC peut utiliser des transformateurs standard. Cela se traduit

directement par un coût d'investissement plus élevé pour les transformateurs LCC que pour les transformateurs VSC.

En termes de comparaison des coûts de capitaux, Tableau 38 indique les coûts d'investissement, tels que rapportés dans les médias, de divers projets LLC et VSC qui ont été réalisés au cours des dix dernières années. Bien qu'il soit difficile d'établir des comparaisons directes entre les projets, BritNed, un convertisseur de 1 000 MW basé sur la technologie LCC, et Nemo, un convertisseur de 1000 MW basé sur la technologie VSC, constituent un bon comparateur. En gonflant les coûts à la même année pour tenir compte de leurs différentes dates de mise en service, on peut voir que le coût du convertisseur VSC était de [REDACTED] alors que le coût du convertisseur LCC est environ 13% plus élevé à [REDACTED].

Dans un rapport pour l'Ofgem sur le projet Nemo préparé par British Power International⁴², la BPI a noté que « Au moment de la rédaction du présent rapport (2013), le coût d'investissement des projets de convertisseur VSC est généralement plus élevé que celui des convertisseurs LCC équivalents, mais cet inconvénient est susceptible de diminuer à mesure que la technologie du convertisseur VSC se développe et que les coûts de fabrication diminuent ».

En effet, comme le projet BritNed LCC a été construit en 2011 et Nemo VSC en 2019, les prix du VSC ont effectivement baissé et la prédiction de la BPI selon laquelle le VSC deviendrait moins cher que le LCC s'est confirmée.

Étant donné les importantes économies annuelles réalisées sur les coûts fonciers, la capacité à générer des revenus grâce à la fourniture de services auxiliaires et les coûts d'investissement moins élevés qu'offrent les convertisseurs VSC, GridLink a choisi la technologie basée sur le VSC pour ses stations de conversion.

⁴² <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/86962/bpinemocostreportpdf>

Tableau 37 : Comparaison des convertisseurs VSC et LCC

Comparateur	VSC	LCC	Commentaires
Maturité de la technologie	Relativement récente - 20 ans	Mature - en exploitation commerciale depuis 50 ans	
Tension de fonctionnement	640 kV/3 000 MW	1 100kV/12 000 MW	Des tensions de transmission plus élevées sont souhaitables pour minimiser les pertes de ligne. Il existe des câbles fonctionnant à 800 kV pour les systèmes terrestres, mais les câbles sous-marins de plus de 525 kV n'ont pas fait leurs preuves sur le plan commercial.
Pertes d'énergie	0.8-1.0% de l'énergie transmise	0.7-0.8% de l'énergie transmise	
Transfert d'énergie minimum	Aucun minimum	Ne peut être exploité à moins de 10% de sa capacité nominale	Le convertisseur VSC permet à un interconnecteur de continuer à gagner des revenus lorsque les volumes d'électricité échangés sont faibles. Le VSC constitue un meilleur choix pour les parcs éoliens en période de faible production éolienne
Démarrage à froid	Oui	Non	Les convertisseurs LCC nécessitent un réseau CA actif pour générer une impulsion afin de désactiver le processus de commutation - par conséquent, le convertisseur LCC ne fonctionne pas si le réseau est passif. Les convertisseurs VSC sont auto-commutés et ne dépendent pas du réseau CA externe. Par conséquent, le convertisseur VSC peut être utilisé pour fournir un démarrage à froid, c'est-à-dire pour réactiver un réseau passif.
Harmoniques CA/CC	L'onde sinusoïdale à tension lisse de la technologie MMC signifie que les formes d'onde produites par le convertisseur ont un contenu harmonique très faible	L'opération de commutation du convertisseur produit une forme d'onde sinusoïdale plus robuste générant des harmoniques significatives	Les convertisseurs VSC ne nécessitent pas de filtres harmoniques, ce qui réduit les coûts et l'encombrement sur le site
Encombrement sur le site	Faible	Élevé	L'encombrement sur le site des convertisseurs VSC est inférieur d'environ 50% à celui des convertisseurs LCC. Cela signifie des coûts d'acquisition de foncier moins élevés et des impacts environnementaux réduits
Résilience	Élevé	Faible	Les défauts sur la ligne de transmission CA peuvent entraîner l'arrêt de la commutation dans les convertisseurs LCC. Les convertisseurs VSC sont auto-commutés et très résistants aux défauts du système CA ou aux changements de tension.
Transformateurs	Commerciaux standard	Complexes et fabriqués sur mesure	L'utilisation de transformateurs standard permet de minimiser les temps d'arrêt en cas de panne de transformateur et d'avoir un coût moindre.
Inversion de puissance	Obtenue par l'inversion du sens du courant continu	Obtenue par l'inversion de la polarité du courant continu	Le câble XLPE, moins coûteux, ne peut pas être utilisé avec les convertisseurs LCC - l'inversion de polarité dégrade l'isolation du câble, ce qui signifie que les convertisseurs LCC doivent utiliser un câble MI plus coûteux
Puissance réactive	Les convertisseurs VSC peuvent assurer le contrôle	Contrôle très limité de la puissance réactive. La	Le convertisseur VSC peut absorber ou fournir de la puissance réactive et fournir un contrôle indépendant des

de l'angle de phase de la tension alternative, et les convertisseurs VSC peuvent fournir indépendamment la puissance réactive en avance et en retard ainsi que la puissance réelle

puissance réactive est absorbée et nécessite l'installation de batteries de condensateurs shunt pour compenser, afin de respecter les limites d'échange de puissance réactive dans le système CA

sorties de puissance active et réactive. Fournit un meilleur contrôle de la tension aux opérateurs de réseau

Vitesses de montée

Inversion rapide de la puissance et capacité de montée et de descente en puissance

Changement de filtre nécessaire pour différents niveaux d'envoi

Les convertisseurs VSC sont plus réactifs aux exigences du système CA pour les opérations d'équilibrage

Tableau 38 : Comparaison du coût du capital déclaré pour les convertisseurs

Project	DC				Converter	
	Power (MW)	Voltage (kV)	Converter Technology	Commissioning Date	Cost (€m)	Cost/ MW (€/MW)
					Dec 2017	

12.3. Configuration de pôle (Monopolaire ou Bipolaire)

Après avoir choisi la technologie VSC pour les stations de conversion, GridLink a évalué diverses configurations monopolaires et bipolaires afin de sélectionner la conception la plus rentable.

Lors du choix d'un modèle, les éléments suivants ont été pris en considération :

- Contraintes environnementales ;
- Pertes des convertisseurs ;
- Coûts des arrêts forcés ;
- Coûts fonciers ; et
- Coût du capital pour les câbles et les convertisseurs

12.4. Contraintes environnementales (bipolaire ou monopolaire)

Dans une configuration monopolaire avec retour à la terre, un seul câble sous-marin est nécessaire pour transporter l'électricité. La capacité maximale de transfert de puissance de cette configuration qui est commercialisée aujourd'hui serait de 700 MW à 525 kV (avec un seul câble MI) et de 500 MW à 400 kV (avec un seul câble XLPE). Cette configuration présente l'avantage d'avoir le coût d'investissement le plus bas pour le câble (un seul câble est nécessaire) et de perturber le moins possible les fonds marins (une seule tranchée est nécessaire).

Le Tableau 39 énumère plusieurs interconnecteurs monopolaires avec un retour à la terre.

Un inconvénient majeur de ces systèmes à câble unique est toutefois qu'ils génèrent un courant électrique dans le fond marin entre les électrodes, ce qui peut entraîner des problèmes tels que

- La corrosion électrochimique des objets métalliques enterrés le long du tracé du câble, par exemple les pipelines ;
- l'électrolyse de l'eau de mer autour des électrodes produisant du chlore et,
- Les champs magnétiques générés autour d'un seul câble peuvent affecter les compas des navires

Pour les raisons susmentionnées, les systèmes de retour à la terre ont été interdits dans de nombreuses juridictions et, lorsqu'ils n'ont pas été interdits, leur utilisation a été limitée aux situations d'urgence et même dans ce cas, leur utilisation est limitée dans le temps.

Il est possible d'éviter ces problèmes en remplaçant les électrodes de mer par un retour métallique. Le retour métallique peut être d'une tension bien inférieure à celle du câble principal, généralement 20 kV, mais les capacités de transfert de puissance sont toujours limitées à celles d'un seul câble (entièrement nominal). Des exemples d'interconnexions avec un retour métallique sont présentés dans le Tableau 40.

Des volumes de transfert de puissance plus importants peuvent être obtenus en utilisant deux câbles à pleine puissance. En les regroupant et en les déposant dans un seul sillon, on minimise la perturbation des fonds marins. En outre, comme les champs magnétiques générés par chaque câble sont égaux et opposés, ils s'annulent mutuellement, ce qui évite la génération de champs magnétiques affectant les compas des navires.

Le tracé du câble GridLink se trouve dans la Manche, l'un des couloirs maritimes les plus fréquentés au monde, et comptera quelque 25 passages de câble. En outre, le port de Dunkerque et l'estuaire de la Medway sont des zones portuaires très fréquentées et disposent d'infrastructures importantes dans

les fonds marins. Par conséquent, pour des raisons de permis et d'environnement, GridLink a choisi d'utiliser des câbles sous-marins à pleine capacité plutôt que des électrodes de terre. Cela signifie qu'un minimum de deux câbles à pleine capacité sera nécessaire pour le système CC HT. GridLink utilisera un concept d'enfouissement avec un seul groupe de câbles pour réduire les coûts et limiter la perturbation des fonds marins.

Tableau 39 : Interconnecteurs monopolaires avec retour à la terre

Projet	Puissance (MW)	Tension CC (kV)	Année de mise en service	Type de convertisseur	Longueur du câble (km)	Câble Type
Skagerrak 1 & 2	500	250	1997	LCC	230	MI
Fenno Skan	500	400	1989	LCC	233	MI
Baltic Cable	600	450	1994	LCC	250	MI
Kontek	600	400	1995	LCC	170	MI

Tableau 40 : Interconnecteurs monopolaires avec retour métallique

Projet	Puissance (MW)	Tension CC (kV)	Année de mise en service	Type de convertisseur	Longueur du tracé (km)	Configuration
Bass Link	500	400	2006	LCC	360	Monopolaire avec retour métallique
Storebaelt	600	400	2010	LCC	56	Monopolaire avec retour métallique
Swepol	600	450	2000	LCC	245	Monopolaire avec retour métallique

12.5. Pertes des convertisseurs (bipolaires contre monopolaires)

Bien que CIGRE publie une comparaison des pertes entre les convertisseurs VSC et LCC, elle ne publie pas une comparaison entre les convertisseurs en configuration bipolaire et monopolaire. À cet effet, GridLink a sollicité les fabricants de convertisseurs et ses experts pour évaluer le niveau des pertes de convertisseurs qui pourraient être attendues dans une configuration de convertisseur bipolaire par rapport au niveau des pertes qui pourraient être attendues si les convertisseurs étaient configurés dans une configuration monopolaire.

Bien que les estimations varient entre les sources, le consensus est que des pertes sur les monopolaires peuvent être attendues dans la plage de [REDACTED] par station alors que pour une configuration bipolaire, des pertes dans la plage de [REDACTED] par station peuvent être attendues.

Afin de déterminer le coût des pertes sur la durée de vie, des valeurs médianes ont été utilisées et un chiffre de [REDACTED] a été pris en compte pour le monopolaire et de [REDACTED] pour le bipolaire. En utilisant les prévisions de prix de l'électricité contenues dans le scénario central d'Afry, un taux de remise de 5 %

et un horizon temporel de 25 ans, la valeur actuelle nette des coûts des pertes sur la durée de vie ont été estimés de [REDACTED] d'euros inférieurs pour une configuration monopolaire par rapport à une configuration bipolaire.

12.6. Coûts des arrêts forcés (bipolaire contre monopolaire) [XX]

Lorsqu'un convertisseur se déclenche, le propriétaire sera exposé à des coûts de déséquilibre. Les coûts de déséquilibre sont constitués des coûts de marché d'équilibrage, des coûts de renégociation et de compensation payés à ses clients pour la perte des droits de capacité de transmission.

La magnitude des coûts de déséquilibre dépend également de la durée de l'arrêt et de la durée d'exposition du propriétaire à chaque type de coût de déséquilibre.

Sur la base des dernières données disponibles auprès de CIGRE et des autres sources, les experts de GridLink (GHD, WSP et HVDC Technologies) ont recommandé d'utiliser un temps moyen de réparation (MTTR) de 12 heures et un maximum de quatre déclenchements par an pour la configuration bipolaire et monopolaire.

GridLink a engagé Afry pour prévoir les coûts de déséquilibre et de renégociation à l'horizon de 25 ans considéré, et déterminer leur valeur actuelle nette en considérant un taux de remise de 5 %. Afry a estimé que l'exposition aux coûts de déséquilibre de GridLink était de [REDACTED] d'euros de moins dans une configuration bipolaire par rapport à une configuration monopolaire.

Cela est attendu car une configuration bipolaire présente deux convertisseurs à chaque station et si l'un d'eux se déclenche, l'autre peut toujours fonctionner pour fournir 50 % de capacité de transfert d'énergie.

12.7. Coûts du foncier (bipolaires contre monopolaires)

Le terrain sur lequel le projet GridLink sera construit est loué. Le loyer est calculé sur la base d'un m². En outre, des coûts commerciaux sont facturés et ceux-ci sont également calculés sur la base du m². Par conséquent, la taille du site a un impact sur les coûts d'exploitation annuels.

Les fabricants de convertisseurs ont été invités à fournir une estimation de la surface de terrain nécessaire pour les configurations bipolaires et monopolaires. Bien que les dimensions varient d'un fabricant à un autre, un consensus a été atteint qu'une configuration monopolaire présenterait un encombrement sur site plus faible qu'une configuration bipolaire d'environ 30 %.

Sur la base de ces coûts de location, et des coûts commerciaux, un taux de remise de 5 % et un horizon temporel de 25 ans, la différence des coûts fonciers en termes de valeur actuelle nette est [REDACTED] d'euros supérieure pour la configuration bipolaire.

12.8. Coûts en capital (bipolaire contre monopolaire)

GridLink a demandé à ses conseillers experts de fournir une estimation de la différence entre les coûts en capital d'une configuration bipolaire et d'une configuration monopolaire. Le consensus était que les coûts en capital pour une configuration monopolaire étaient [REDACTED] inférieurs à ceux d'une configuration bipolaire.

En prenant la moyenne de [REDACTED] et en assumant un coût en capital général (pas spécifique à un site) de [REDACTED] pour une configuration bipolaire, cela impliquerait un coût en capital de [REDACTED] d'euros

pour une configuration monopolaire, indiquant une économie de coûts d'environ [REDACTED] d'euros en utilisant une configuration monopolaire.

12.9. Conclusion - Configuration bipolaire contre monopolaire

Compte tenu de chacun des coûts résumés précédemment, le coût total sur la durée de vie de chaque configuration est indiqué dans le Tableau 41.

L'analyse montre qu'une configuration monopolaire présente un coût inférieur sur la durée de vie à une configuration bipolaire, d'environ [REDACTED] d'euros.

Sur cette base, GridLink a choisi une configuration monopolaire pour la station de conversion. Ceci est conforme aux décisions prises par les propriétaires d'autres interconnecteurs européens récents tels que IFA 2, Inelfe, Nemo et ElecLink.

Tableau 41 : Monopolaire contre bipolaire: Comparaison des coûts sur la durée de vie

Cost Element	P50		P75		P90	
	Monopole	Bipole	Monopole	Bipole	Monopole	Bipole
[REDACTED]						

12.10. Sélection de la technologie du câble

Les câbles sous-marins doivent être enfouis afin de les protéger. La profondeur d'enfouissement est généralement de 2 à 3 m, selon les conditions du fond marin. Comme le matériau qui entoure le câble agit comme un isolant, la température du câble augmente, et plus le câble est alimenté, plus la température du câble augmente. À un certain moment, la température du câble dépassera le maximum autorisé et l'isolation autour du câble sera endommagée, ce qui entraînera finalement une défaillance du câble.

Par conséquent, le transfert d'énergie dans deux câbles sous-marins fonctionnant à 320 kV est généralement limité à environ 1 000 MW. Ceci est bien illustré dans le Tableau 43 qui présente divers projets d'interconnexion dans le monde, leurs tensions de fonctionnement respectives et le nombre de câbles. Comme le montre ce tableau, la majorité des projets fonctionnant à 320 kV et utilisant deux câbles ont une capacité de transfert de puissance d'environ 1 000 MW.

Étant donné le coût d'investissement des projets d'interconnexion CC HT, il est essentiel d'utiliser un câble sous-marin ayant fait ses preuves. À ce jour, la plus grande capacité de transfert obtenue avec deux câbles XLPE est de 1000 MW à 400 kV (Nemo). Nemo est le premier et le seul exemple au monde d'un interconnecteur en exploitation commerciale utilisant deux câbles XLPE pour fournir une capacité de transfert de puissance de 1 000 MW. [REDACTED]

[REDACTED]

Afin de fournir une capacité de transfert de puissance de 1 400 MW en utilisant deux câbles, il est nécessaire que les câbles fonctionnent à 525 kV. Bien que tous les grands fabricants proposent un câble XLPE de 525 kV, il n'existe aucun exemple d'interconnexion en exploitation commerciale utilisant le XLPE à cette tension de fonctionnement.

Compte tenu des perturbations et du coût élevé d'une rupture de câble, aucun promoteur (ou prêteur) n'a souhaité prendre ce risque, et tous les projets d'interconnexion en construction ou en développement et fonctionnant à 525 kV utilisent tous un câble MI.

Les câbles MI d'une capacité de transfert de 700 MW sont en service depuis 10 ans (Fenno Skan 2 en service depuis 2011 @ 800 MW/câble).

Le Tableau 42 répertorie tous les projets d'interconnexion en exploitation ou en construction ayant une capacité de transfert de puissance >500 MW par câble.

Pour les raisons susmentionnées, GridLink a choisi d'utiliser un câble MI.

Tableau 42 : Projets CC HT avec des capacités de transfert d'énergie >500 MW/câble

Projet	Débit de puissance du convertisseur (MW)	Type de câble	Capacité de transfert d'énergie MW/Câble	Tension de fonctionnement du câble (kV)	Statut	Année de mise en service
WesternLink	2 200	PPL x 2	1100	600	En fonctionnement	2019
NordLink	1 400	MI x 2	700	515	En construction	2020
North Sea Link	1 400	MI x 2	700	515	En construction	2021
Skagerak-4	700	MI x 1	700	500	En fonctionnement	2015
Viking Link	1 400	MI x 2	700	525	En construction	2022
NorNed	700	MI x 1	700	450	En fonctionnement	2008
Neptune	660	MI x 1	660	500	En fonctionnement	2007
Monita	1 200	MI x 2	600	500	En fonctionnement	2019
Baltic Cable	1200	MI x 2	600	450	En fonctionnement	1994
Swepol Link	1 200	MI x 2	600	450	En fonctionnement	1998
Basslink	1 010	MI x 2	500	400	En fonctionnement	2006
BritNed	1 000	MI x 2	500	450	En fonctionnement	2011
Sapei	1 000	MI x 2	500	500	En fonctionnement	2011
Northconnect	1400	MI x 2	525	700	En cours de développement	
NeuConnect	1400	MI x 2	525	700	En cours de développement	
NorGer	1400	MI x 2	500	700	En cours de développement	

Tableau 43 : Projets d'interconnexion dans le monde entier

Projet	Puissance (MW)	Tension CC (kV)	Année de mise en service	Type de convertisseur	Longueur du câble (km)	Pas de câbles	Type de câble
Skagerak 3	550	145	2012	LCC	-	1	MI
East West Interconnector	500	200	2012	VSC	130	2	XLPE
Helwin 1	576	250	2014	VSC	130	2	XLPE
Konti-Skan 1	250	250	1965	Mercury	176	1	MI
Moyle	500	250	2002	LCC	64	2	
Kii Channel	1 400	250	2000	LCC - Thy	100	4	Pétrole
Skagerrak 1 + 2	500	250	1977	LCC	230	2	MI
Vancouver Island 1	312	260	1968	Mercury	75	2	
Vancouver Island 2	370	280	1977	LCC	75	3	
Konti-Skan 2	300	285	1988	LCC	147	1	MI
Borwin 2	800	300	2013	VSC	200	2	XLPE
Nordbalt	700	300	2016	VSC	450	2	XLPE
Cobra	700	320	Proposés	VSC	325	2	XLPE
Dolwin 1	800	320	2015	VSC	165	2	XLPE
Dolwin 2	916	320	2015	VSC	135	2	XLPE
Dolwin 6	900	320	En construction		90	2	XLPE
FAB	1 400	320	Proposés	VSC	215	4	XLPE
Caithness Moray	800	320	En construction	VSC	161		XLPE
Helwin 2	864	320	2015	VSC	130	2	XLPE
Sylwin 1	864	320	2017	VSC	205	2	XLPE
Borwin 3	900	320	Proposés	VSC	200	2	XLPE
IFA 2	1 000	320	En construction	VSC	232	2	XLPE
Dolwin 3	900	320	En construction	VSC	160	2	XLPE

Projet	Puissance (MW)	Tension CC (kV)	Année de mise en service	Type de convertisseur	Longueur du câble (km)	Pas de câbles	Type de câble
Belle Isle Strait	900	350				3	
Labrador-Island Link	900	350	2017	LCC	1 135	3	MI
Cook Strait	1 200	350	1991	Thyr & Merc	244	2	MI
SOBI (Strait of Belle Isle)	500	350	En construction	LCC	-	2	MI
Dardanelles Strait	2 000	380	2014			6	
Basslink	500	400	2006	LCC	360	1	MI
Fenno-Skan 1	500	400	1989	LCC	233	1	MI
Grita (Grèce - Italie)	500	400	2001	LCC	316		MI
Italie - Grèce	500	400	2000	LCC	310	1	MI
Kontek	600	400	1995	LCC	170		MI
Nemo Link	1 000	400	2019	VSC	140	2	XLPE
Viking Link	1 400	400	Proposés	-	740	2	MI
Storebaelt	600	400	2010	LCC	56	1	MI
Baltic Cable	600	450	1994	LCC	262	1	MI
Estlink 2	650	450	2014	LCC	171	2	
NorNed	700	450	2008	LCC	580	2	MI
BritNed	1 000	450	2011	LCC	245	2	MI
Swepol	600	450	2000	LCC	245	1	MI
Fenno Skan 2	800	500	2011	LCC	303	1	MI
Monita	1 000	500	En construction	LCC	415	2	MI - PPLP
Sapei (Sardaigne - Italie)	1 000	500	2011	LCC	435	2	MI
NorGer	1 400	500	Proposés	-	630	2	MI
EuroAsia Interconnector	2 000	500	En construction	VSC	1 520	2	
North Sea Link	1 400	515	En construction	VSC	1 450	2	MI
Icelink	1 200	525	Proposés	-	-	2	

Projet	Puissance (MW)	Tension CC (kV)	Année de mise en service	Type de convertisseur	Longueur du câble (km)	Pas de câbles	Type de câble
NordLink	1 400	525	2020	VSC	623	2	MI
North Connect	1 400	525	2022	-	650	2	
Skagerrak 4	700	525	2015	VSC	140	1	MI
Western Link	2 200	600	En construction	LCC	422	2	MI - PPL
Aquind	2 000	325	Proposés	-	240	4	XLPE
Celtic	700		Proposés	-	-	2	
NeuConnect	1 400	525	Proposés	-	-	2	MI

13. CONSIDÉRATIONS RELATIVES À LA CHAÎNE D'APPROVISIONNEMENT

13.1. Dimension du marché

Selon un rapport de Markets and Markets publié en janvier 2019, la taille mondiale du marché des convertisseurs et des câbles CC HT était évaluée à 8,2 milliards de dollars en 2018 et devrait atteindre 12,3 milliards de dollars d'ici 2024 (TCAC de 6,9%). La Chine est un marché clé qui représente environ 35% de la demande, avec un total de 21 projets de transport de courant continu à haute et ultra-haute tension déjà en cours et d'autres encore prévus. La demande en Europe représente toutefois le plus grand marché unique pour les convertisseurs CC HT, la demande étant stimulée par le développement rapide des parcs éoliens en mer et des interconnexions transfrontalières dans le but de décarboniser, d'améliorer l'efficacité et de réduire les prix de l'électricité.

L'étude des besoins en systèmes d'ENTSO-E pour le TYNDP 2020 montre les mesures qui doivent être prises d'ici 2040 afin d'atteindre les objectifs européens en matière de changement climatique. Elle estime que 93 GW de nouvelles infrastructures de transmission transfrontalière sont nécessaires d'ici 2040. Cela représente un investissement de 45 milliards d'euros et permettrait d'économiser 110 TWh d'énergie et d'éviter 53 millions de tonnes d'émissions de CO₂ chaque année.

13.2. Principaux fournisseurs de convertisseurs et de câbles CC HT

Tableau 44 : Principaux fournisseurs de convertisseurs CC HT et de câbles sous-marins

Fabricant du convertisseur	Fabricant du câble
ABB-Hitachi (Suède)	Nexans (Norvège)
GE-Alstom (Royaume-Uni)	NKT (Danemark)
Siemens (Allemagne)	Prysmian (Italie)

Le marché mondial des convertisseurs CC HT est dominé par trois fabricants : ABB, GE et Siemens. De même, le marché des câbles CC HT est également dominé par trois fabricants : Nexans, NKT et Prysmian (voir le Tableau 44).

Sous la supervision de l'Institut chinois de recherche sur l'énergie électrique (CEPRI), propriété de l'État, et avec les ressources de l'État, trois sociétés d'ingénierie chinoises ont développé la technologie CC HT au point de pouvoir bientôt réaliser des projets CC HT en dehors de la Chine, c'est ce qu'elles font : NR Electric, Power Electronics Research Institute (PERI) et le China XD Group. PERI fabrique déjà 90% des composants des convertisseurs pour les projets chinois de CC HT, tandis que le groupe XD (également connu sous le nom de Xi'an Electric) fabrique la plupart des vannes des convertisseurs. D'autres sociétés notables sont : le groupe XUJI (Chine), et le groupe NARI.

Le Tableau 45 fournit une liste non exhaustive d'autres fournisseurs notables de convertisseurs et de câbles CC HT.

Tableau 45 : Autres principaux fournisseurs de convertisseurs CC HT et de câbles sous-marins

Convertisseurs			Câbles		
Fabricant	LCC	VSC	Fabricant	XLPE	MI
NR Electric (Chine)	12 000 MW/1 100 kV 440 MW/350 kV	200 MW/160 kV 400 MW/200 kV 1 000 MW/320 kV	LS Cables (Corée)	320 kV	500 kV
RXPE (Chine)	Non	1 000 MW/350 kV 5 000 MW/800 kV	Sumitomo (J- Power Systems)	250 kV 400 kV	500 kV
C-EPRI	1 100 kV 800 kV	1 000 MW/320 kV	Hengtong (Chine)	550 kV	Non
Mitsubishi (Japon)	Non	Concept de 50 MW en construction	ZTT (Chine)	320 kV	Non
			Hengtong Marine Cable Systems	500 kV	Non
			Orient	320 kV	Non
			Hanhe Qingdao (Chine)	220 kV	Non
			TFKable Group (auparavant JDR Cables - Royaume-Uni)	1 – 72 kV	Non

13.3. Développements récents sur le marché des interconnecteurs

Au cours des deux dernières années, la chaîne d'approvisionnement des interconnecteurs a connu des développements importants. En effet, General Electric a acquis Alstom (novembre 2015), ABB a cédé sa division câble à NKT (septembre 2016) et Prysmian a acquis General Cable (décembre 2017). ABB a fusionné avec Hitachi en 2020.

Alstom est l'un des trois principaux fabricants de convertisseurs en Europe et cette acquisition représente le plus gros investissement industriel jamais réalisé par GE⁴³. GE-Alstom continuera à fabriquer des convertisseurs et, à ce titre, restera l'un des principaux fabricants de convertisseurs au monde.

⁴³ <http://www.ge-alstom.com/>

ABB fabriquait auparavant à la fois des convertisseurs et des câbles mais, suite à la cession de sa division câble à NKT, ABB ne fabriquera plus de câbles et ne produira plus que des convertisseurs⁴⁴.

En outre, certains fabricants non européens qui ne fournissaient auparavant que leur marché national cherchent maintenant activement à percer sur le marché européen, notamment le japonais Sumitomo Corporation⁴⁵. Auparavant, ces entreprises n'avaient que peu ou pas d'expérience de l'EPC en Europe et, en choisissant de s'associer à des entreprises européennes, ont complété leurs compétences et créé de nouveaux partenariats de fournisseurs leur permettant d'entrer sur le marché européen et d'y être plus compétitives. Par exemple, J-Power Systems, une filiale de Sumitomo Corporation, a récemment obtenu le contrat de fourniture et d'installation de câbles offshore pour l'interconnecteur Nemo. J-Power Systems n'a aucune expérience de la pose de câbles en Europe et, dans le cadre de cet accord, elle s'associe à la société britannique Deep Ocean 1, qui effectuera l'opération de pose de câbles.

██████████ un fabricant chinois de convertisseurs, cherche également à pénétrer le marché européen et recherche activement un partenaire basé en Europe.

Les entreprises non européennes développant de telles relations afin d'accéder aux marchés européens, l'éventail des fournisseurs potentiels s'est élargi. Cela augmentera la pression concurrentielle et conduira finalement à une réduction des coûts dont les avantages pourront être répercutés sur les consommateurs. Toutefois, tout en reconnaissant la contribution positive que cela aura sur la chaîne d'approvisionnement, le contrôle de la qualité, les essais de type et la certification aux normes CEI restent des questions clés à traiter.

13.4. Prévisions de l'offre et de la demande de câbles

En 2012, une pénurie de capacité de fabrication de câbles HT était prévue, mais la fabrication mondiale de câbles CC HT a considérablement augmenté, les fabricants ayant réalisé des investissements importants pour agrandir ou construire de nouvelles installations de production^{46 47 48}.

ENTSO-E et EUROPACABLE ont étudié la situation de l'offre et de la demande et ont publié en janvier 2018 un rapport conjoint intitulé « Forecast demand and manufacturing capacity for HVAC and HVDC underground and submarine cables ». Le document estime la demande de câble pour chaque année entre 2017 et 2026, découlant des projets inclus dans le Plan décennal de développement du réseau (TYNDP) de 2016 et d'autres plans régionaux, et la compare à la capacité de production. Le document ne prend en compte que les capacités de production des principaux fabricants de câbles européens. En ce qui concerne la demande, le rapport a constaté que la capacité de production annuelle de câbles sous-marins XLPE et MI était de 4 730 km/an en 2016 et qu'elle passerait à 6 440 km/an en 2018. En ce qui concerne la demande, le rapport a conclu que la demande maximale de câble sous-marin pour la période de dix ans en question était de 4 120 km/an. Le rapport a conclu que la capacité de production annuelle de câbles HT par les fabricants européens correspond clairement à la demande

⁴⁴ <http://www.abb.com/cawp/seitp202/2e7c744e2449ecc9c1258004002a41cc.aspx>

⁴⁵ <http://global-sei.com/company/press/2015/06/prs044.html>

⁴⁶ <http://tdworld.com/business/prysmian-expands-cable-production-finland-and-italy>

⁴⁷ <http://www.prysmiangroup.com/en/corporate/press-releases/Contract-worth-around-250-M-for-a-submarine-power-cable-link-between-the-Netherlands-and-Denmark/>

⁴⁸ <http://www.abb.com/cawp/seitp202/47b4bc352349fd3dc125796000480a21.aspx>

prévue chaque année pour les projets ENTSO-E TYNDP au cours de la prochaine décennie. La Figure 58 fournit un résumé des principales conclusions du rapport.

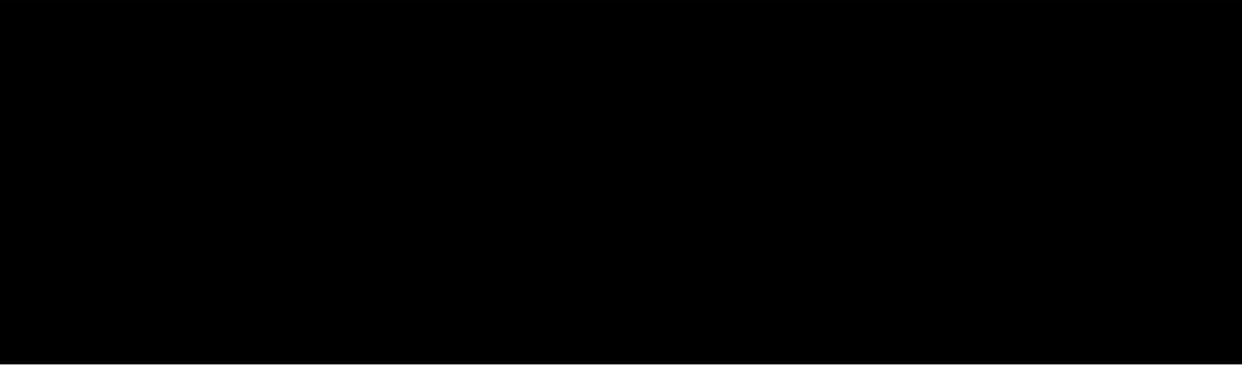
13.5. Commentaires des fournisseurs

En 2018 et 2019, GridLink a rencontré régulièrement (généralement tous les 3 mois) les fabricants de convertisseurs et de câbles pour discuter de GridLink, de son statut de développement et de son calendrier de développement ainsi que des développements liés au marché.

Auparavant, certains fabricants étaient en mesure de fournir à la fois des convertisseurs et des câbles, mais l'un des changements les plus notables survenus récemment dans le secteur a été la scission et la vente de divisions de câbles par les fabricants de convertisseurs. Par conséquent, aujourd'hui, les fabricants de convertisseurs ne fournissent pas de câble, et de même les fabricants de câbles ne fournissent pas de convertisseurs.

Cette séparation a pour conséquence que les fournisseurs hésitent à proposer un ensemble de lot 3 (câble et convertisseur) car, dans ce cadre, ils sont conjointement et solidairement responsables. Cela ne veut pas dire qu'ils ne feront pas d'offres sur cette base si cela leur est demandé, mais plutôt qu'ils ajouteront une marge [REDACTED] pour couvrir le risque supplémentaire.

Tous les fournisseurs de câble ont indiqué qu'ils s'attendaient à pouvoir livrer le câble MI conformément au calendrier de GridLink. Certains doutes ont été exprimés quant à la capacité de livrer le câble XLPE en raison des récents contrats attribués.



Les fournisseurs ont également fait part de préoccupations plus spécifiques liées aux conditions contractuelles figurant dans certains appels d'offres de l'EPC. Le temps accordé aux soumissionnaires pour préparer leurs offres est insuffisant, par exemple six mois sont nécessaires aux fournisseurs mais seulement trois mois sont offerts. La répartition des risques est également très citée, certains fournisseurs estimant que les promoteurs cherchent à transférer davantage de risques à l'entrepreneur EPC et que les conditions relatives aux dommages-intérêts conventionnels en cas de retard de livraison sont de plus en plus onéreuses. Les fournisseurs non européens ont également déclaré que la législation complexe et difficile à comprendre concernant les exigences en matière de santé et de sécurité sur les chantiers de construction ainsi que les droits de douane et les procédures de dédouanement, et que la mauvaise compréhension de ces questions pourrait entraîner de sérieux dépassements de coûts et des retards.

Tous les fabricants ont indiqué qu'ils sont prêts à offrir les services suivants :

- Accord sur les pièces de rechange à long terme
- Accord de maintenance à long terme
- Période de garantie de 5 ans après la remise
- Programme de formation

13.6. Engagement permanent avec les fournisseurs

GridLink a lancé la procédure de passation de marché en 2019 et, suite à la publication de la documentation de préqualification aux soumissionnaires potentiels en octobre 2019, GridLink, conformément aux bonnes pratiques de l'industrie, n'a pas eu de communication directe avec les fournisseurs autrement que par la procédure de passation de marché.

████████████████████ de câbles et de convertisseurs ont été préqualifiés et tous les fabricants ont confirmé qu'ils allaient faire une offre. GridLink prévoit donc de recevoir ██████████ pour le câble ██████████ pour le convertisseur.

Figure 58 : Offre et demande de câbles sous-marins - Rapport d'ENTSO-E et d'Europacable (Jan 2018)

Dimensions de câble prises en compte

	Capacité de transmission MVA/MW (CC)	Câbles par phase
CC terrestre > 320 kV un système	1 000	2
CC terrestre > 320 kV deux systèmes	2 000	4
CC sous-marin > 320 kV	500	2
CC sous-marin 500 kV	> 1 000 et < 2 000	2

Prévision de la demande

Année	CC Câble terrestre km			CC Câble sous-marin km			Total général
	320 kV	>320 kV	Total	320 kV	>320 kV	Total	
2017	-	100	100	480	740	1 220	1 320
2018	100	100	200	1 029	1 219	2 248	2 448
2019	103	-	103	1 786	2 267	4 053	4 156
2020	103	150	253	1 957	2 131	4 088	4 341
2021	-	2 020	2 020	2 625	1 911	4 536	6 556
2022	426	1 870	2 296	2 245	1 648	3 893	6 189
2023	557	1 870	2 427	2 320	810	3 130	5 557
2024	962	1 870	2 832	3 560	560	4 120	6 952
2025	425	100	525	2 250	460	2 710	3 235
2026	20	100	120	1 080	260	1 340	1 460
Total	2 696	8 200	10 876	19 332	12 006	31 338	42 214

Capacité de production annuelle en 2016

	Capacité de production annuelle (km de câble)
Câbles terrestres HT/THT extrudés	6 550
Câbles sous-marins extrudés et MI HT/THT	4 730
Total	11 280

Capacité de production annuelle en 2018

Capacité de production annuelle (km de câble)	Terrestre uniquement	Terrestre et sous-marin
320 kV HT CC	6 090	6 980
320 kV et 525 kV HT CC	5 550	6 440

14. DESCRIPTION DU PROJET

14.1. Aperçu du projet



	Grande Bretagne	France
Site du câble	Kingsnorth	Dunkirk Port
Sous station terrestre	Kingsnorth	Warande
Distance entre le site du câble et la station de conversion	0,1 km	14 km
Distance entre la station de conversion et la sous-station	1,5 km	3 km
Nombre de propriétaires fonciers	3	1
Accord de connexion au réseau	Oui	Oui
Acquisition de terres	Terminée à 100%	Terminée à 100%
Longueur du câble offshore	146 km (108 km en Grande Bretagne et 38 km en France)	
Nombre de câbles offshore	2 x 700 MW MI, regroupés avec un câble de fibre optique et posés dans une seule tranchée	
Stations de conversion	1 400 MW VSC @ 525 kV. Configuration monopolaire	
Évaluation sur le tracé en mer	Terminée à 100%	
Évaluation sur le tracé des câbles terrestres	Terminée à 100%	

14.2. Historique du projet

Le développement du projet GridLink a commencé au début de l'année 2015 et est né de la reconnaissance du fait qu'une transition vers une économie à faible émission de carbone et la réalisation des objectifs en matière de changement climatique entraîneraient un plus grand besoin d'interconnexion.

Une comparaison des prix de l'électricité entre les pays européens a révélé que le plus grand écart de prix de l'électricité se situait entre la Grande-Bretagne et la France.

Étant donné la distance relativement courte entre la Grande-Bretagne et la France, cela signifie que les coûts d'investissement seraient comparativement faibles par rapport à d'autres projets de connexion à l'Allemagne ou à la Norvège, qui ont des tracés de câble beaucoup plus longs.

Des consultations ont ensuite été entreprises avec le RTE en France et le NG ESO en Grande-Bretagne pour étudier la disponibilité des capacités d'importation et d'exportation et les éventuelles contraintes du réseau.

En mai 2015, GridLink a demandé à RTE de réaliser une étude prospective sur les points de raccordement potentiels au réseau 400 kV dans le nord de la France. RTE a ensuite identifié une liste de sous-stations le long de la côte nord de la France qui étaient potentiellement appropriées. Les sous-stations ont été sélectionnées sur la base de leur faisabilité technique et, dans une évaluation qualitative, ont indiqué l'absence de contraintes de réseau.

Ces travaux ont montré que la sous-station de Warande à Bourbourg était le point de raccordement le plus approprié car les autres sites considérés soit n'avaient pas une capacité suffisante, soit nécessitaient un renforcement important du réseau RTE.

Des études techniques complémentaires réalisées par RTE ont confirmé la faisabilité technique de la connexion à Warande et, en mai 2017, GridLink et RTE ont signé un accord de raccordement au réseau.

La Figure 59 est un extrait de l'étude prospective et montre les points de connexion potentiels qui ont été pris en compte.

En Grande-Bretagne, une étude similaire a été réalisée par NG ESO. Des études préliminaires ont révélé très tôt qu'il n'y avait que peu ou pas de capacité d'importation/exportation à un endroit quelconque de la côte sud et que la fourniture d'une telle capacité nécessiterait d'importants renforcements du réseau.

Sur la base de cette analyse, le NG ESO a déplacé son attention vers la côte Est et a ensuite identifié sept points de connexion potentiels : Cleve Hill, Coryton, Grain, Kemsley, Kingsnorth, Northfleet East et Rayleigh Main (voir Figure 60 pour le schéma).

D'autres études technico-économiques ont été réalisées par NG ESO (y compris la procédure CION décrite plus haut) qui ont finalement confirmé que la sous-station de Kingsnorth était le point de raccordement optimal. Un accord de raccordement au réseau avec le NG ESO a ensuite été signé en octobre 2016.

Figure 59 : Points de connexion potentiels au réseau en France

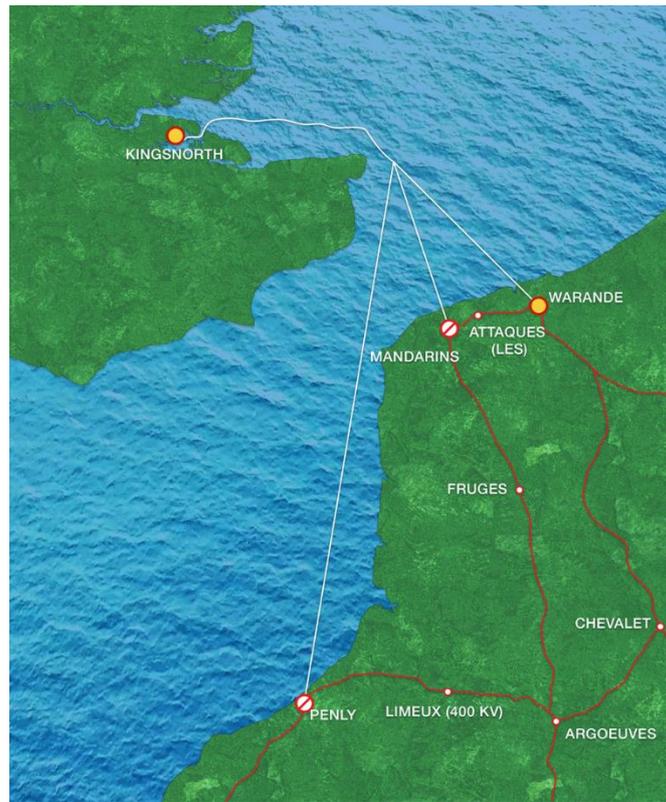


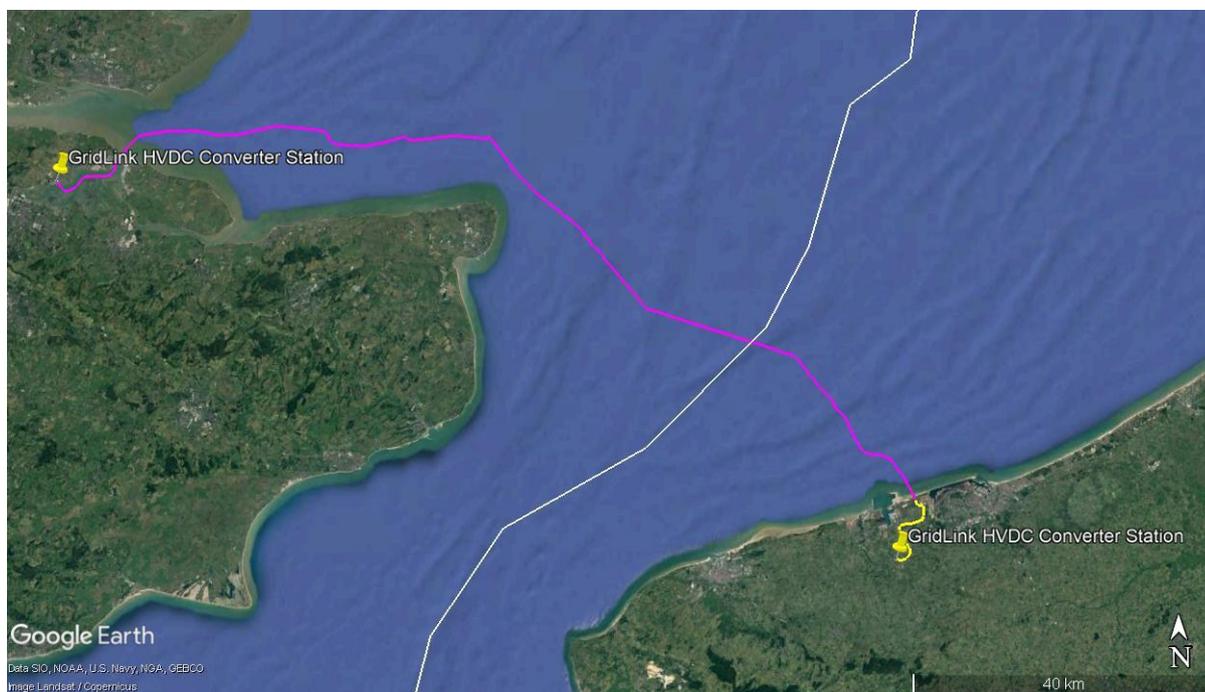
Figure 60 : Points de connexion potentiels au réseau en Grande Bretagne



14.3. Tracé du câble sous-marin

Le tracé du câble sous-marin sera d'environ 146 km de long, dont 38 km dans les eaux territoriales françaises et 108 km dans les eaux territoriales britanniques. Le tracé du câble est indiqué sur la Figure 61.

Figure 61 : Tracé du câble sous-marin



Le tracé du câble sous-marin est le chemin le plus direct et le plus court possible entre les points de connexion requis en Grande-Bretagne et en France, compte tenu des résultats d'études approfondies sur l'état des fonds marins, notamment :

- Géologie des fonds marins, mobilité et sédimentation ;
- Profondeurs d'eau ;
- Canaux de navigation et ancrages ;
- Zones environnementales protégées aux niveaux européen et national ;
- Câbles et pipelines existants et prévus ;
- Éoliennes et autres zones à accès restreint ;
- Trafic maritime ;
- Pêche ;
- Épaves ;
- Autres obstacles sur les fonds marins.

Les études ont comporté des recherches documentaires sur les informations publiées, des études bathymétriques, géophysiques, géotechniques et environnementales, des consultations avec les autorités maritimes (Grand Port Maritime de Dunkerque, Port of London Authority, Peel Ports) et la coordination avec les tiers propriétaires de câbles.

Un aperçu des zones d'utilisation marine et des obstructions marines déterminées par les études est présenté sur les Figure 62 (Grande Bretagne) et Figure 63 (France) respectivement.

Les principaux avantages du tracé du câble sous-marin choisi sont les suivants :

- Le tracé du câble est le plus court qui soit techniquement et écologiquement réalisable, afin de minimiser les interventions sur les fonds marins et les perturbations pour les autres utilisateurs de la mer ;
- La longueur du câble traversant les zones protégées est réduite au minimum et les caractéristiques protégées des zones désignées sont évitées ;
- Aucun ancrage n'est directement affecté par le tracé du câble, et la traversée des canaux de navigation est aussi courte que possible et perpendiculaire aux flux de trafic maritime afin de minimiser les perturbations ;
- Le tracé du câble évite toutes les épaves connues et les champs de débris associés ;
- Les croisements de câbles tiers sont conçus pour minimiser les effets dans les autres câbles, le placement des roches et le risque d'affouillement ;
- Tous les obstacles connus des fonds marins, y compris les munitions non explosées, sont évités dans la mesure du possible ;
- La traversée de zones à forte mobilité sédimentaire ou de vagues de sable est minimisée.

Les principaux tracés alternatifs de câbles sous-marins qui ont été évalués dans le cadre du processus de sélection des itinéraires étaient :

- Tracé alternatif au nord du câble d'interconnexion BritNed dans l'estuaire de la Tamise :** Cette alternative a été écartée parce qu'elle nécessitait deux passages du câble d'interconnexion BritNed et qu'elle traverserait le principal chenal maritime jusqu'au port de Londres. Le tracé du câble sous-marin sélectionné se trouve au sud du câble d'interconnexion BritNed, il ne nécessite donc aucune traversée et reste en dehors du chenal de navigation principal.
- Tracé alternatif au nord du banc de sable de Pan Sands dans l'estuaire de la Tamise :** Cette alternative a été écartée car le banc de sable migre vers le nord, de sorte que la profondeur de l'eau est trop faible pour l'installation de câbles. Le tracé du câble sous-marin sélectionné se trouve au sud du banc de sable de Pan Sands, où la profondeur de l'eau est plus importante et ne devrait pas changer en raison de la mobilité des sédiments.
- Des tracés alternatifs pour contourner les principaux obstacles, tels que les parcs éoliens et les zones réglementées :** Ces tracés alternatifs exigent généralement que le câble passe plus à l'est dans le sud de la mer du Nord avant de tourner au sud vers Dunkerque. Elles ont donc été écartées car elles entraînent une augmentation significative de la longueur du câble et des traversées associées de zones environnementales, de canaux de navigation et d'autres actifs.
- Approches alternatives pour la traversée du rivage de Dunkerque :** Ces alternatives ont été écartées parce qu'elles exigent que le tracé du câble s'approche du rivage selon des angles obliques qui perturbent davantage le trafic maritime dans le chenal de navigation qui

s'approche de Dunkerque et/ou des fonds marins à forte mobilité, ce qui est plus difficile pour l'installation du câble.

Le tracé du câble choisi est conçu comme une solution optimale qui évite les obstacles majeurs et minimise la traversée de zones sensibles désignées pour la navigation, l'environnement ou autres.

Figure 62 : Zones d'utilisation marine et obstructions dans les eaux britanniques

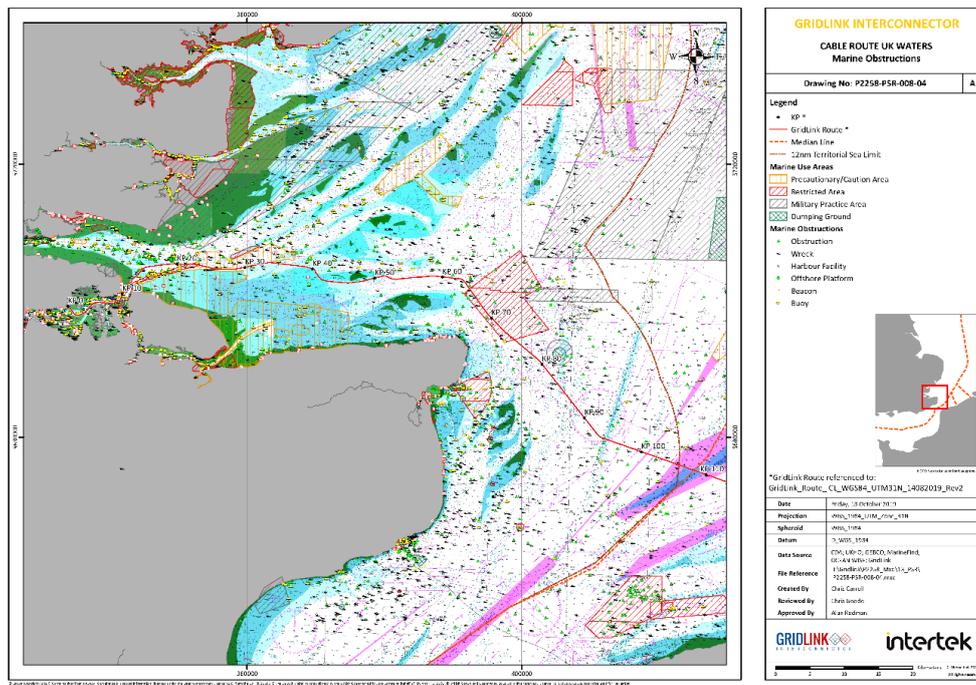
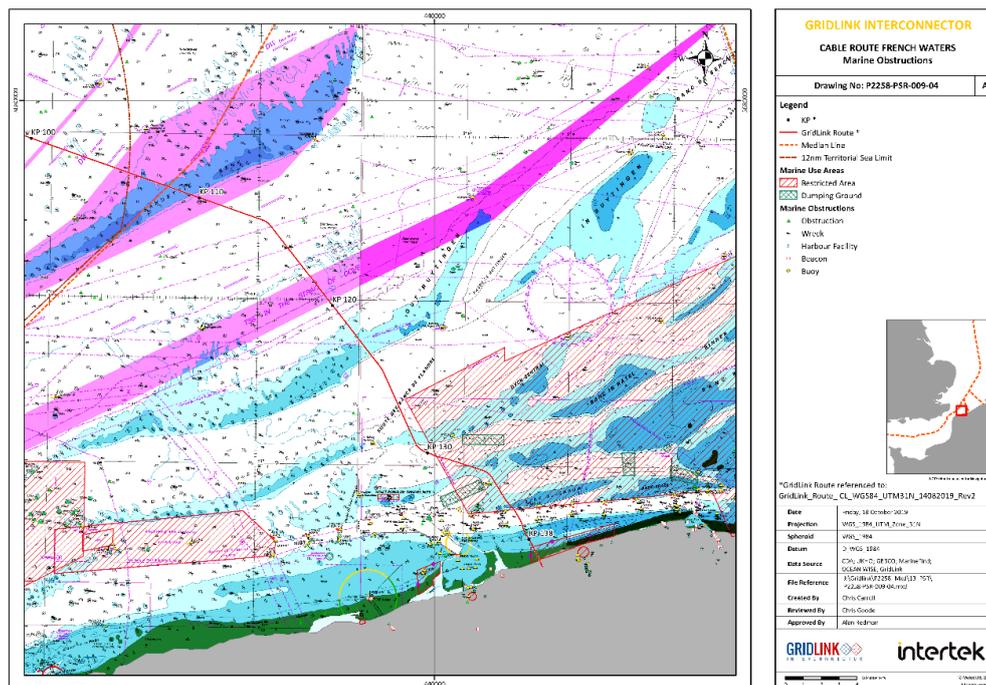


Figure 63 : Zones d'utilisation marine et obstructions dans les eaux françaises



14.4. Atterrage et traversée de terre en France

Le littoral du port de Dunkerque sera traversé par un forage directionnel horizontal (HDD). Cela implique le forage de deux puits horizontaux qui traversent sous les dunes, le canal de navigation et les réseaux d'infrastructures de services publics existants. Les câbles sont ensuite tirés à travers chaque puits. La technique de forage directionnel garantit qu'il n'y a pas de perturbation en surface, évitant ainsi tout impact sur les habitats naturels ou les infrastructures existantes.

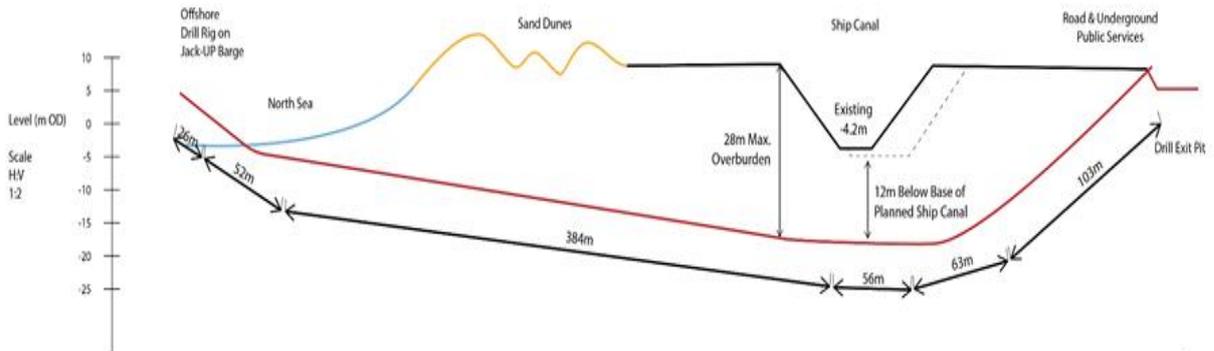
Le forage suivra une trajectoire elliptique à un angle d'environ 8 à 12°, passant sous la côte et émergeant après le niveau de basse mer. Des conduits seront ensuite installés. Lorsque le câble sous-marin arrivera, les différents câbles seront tirés séparément de la mer à travers les conduits. Une fois sortis des conduits, les câbles seront modifiés pour enlever la protection marine, ce qui réduira leur taille et leur poids, et augmentera la flexibilité nécessaire à l'installation des câbles à terre.

Le forage directionnel horizontal du point de passage de Dunkerque est présenté sur la Figure 64. Le profil transversal indicatif du forage directionnel horizontal est présenté sur la Figure 65. Les étapes de la mise en œuvre du forage directionnel horizontal sont présentées sur la Figure 69.

Figure 64 : Forage directionnel horizontal (HDD) à la traversée du rivage de Dunkerque



Figure 65 : Coupe schématique de la traversée du rivage par un forage directionnel horizontal (non à l'échelle)



14.5. Atterrage et traversée de rivage en Grande Bretagne

Le passage de la rive côté britannique utilise les mêmes principes et méthodes de construction que ceux prévus pour Dunkerque.

Le littoral de Kingsnorth, dans l'estuaire de la Medway, sera traversé par un forage directionnel horizontal (HDD). Cela implique le forage de deux puits horizontaux qui s'étendent sous les vasières intertidales et la digue/le mur de défense de la mer. Les câbles sont ensuite tirés à travers chaque puits. Le choix de cette technique de forage directionnel garantit qu'il n'y a pas de perturbation en surface, évitant ainsi tout impact sur les habitats naturels existants ou l'intégrité des défenses contre les inondations.

Le forage suivra une trajectoire elliptique à un angle d'environ 8 à 12°, passant sous la côte et émergeant après le niveau de basse mer. Des conduits seront ensuite installés. Lorsque le câble sous-marin arrivera, les différents câbles seront tirés séparément de la mer à travers les conduits. Une fois sortis des conduits, les câbles seront modifiés pour enlever la protection marine, ce qui réduira leur taille et leur poids, et augmentera la flexibilité nécessaire à l'installation des câbles à terre.

Le site de la station de conversion est situé à proximité du littoral, c'est pourquoi la plate-forme de forage directionnel sera installée juste à côté du site. Une fois que les câbles sortent des conduits, ils seront directement connectés à la station de conversion.

Le forage directionnel au passage de Kingsnorth est illustré sur la Figure 66. En outre, un certain nombre de routes et de remblais ainsi que d'autres obstacles seront traversés et des forages directionnels (à plus petite échelle) seront également utilisés pour les franchir.

Le nombre de passages de forages directionnels horizontaux en Grande-Bretagne et en France est indiqué dans le Tableau 46. Le profil transversal indicatif du forage directionnel horizontal du passage est présenté sur la Figure 67 et un schéma typique d'un appareil de forage directionnel horizontal est présenté sur la Figure 68.

Tableau 46 : Nombre de passages de forages directionnels horizontaux en France et en Grande Bretagne

Type de traversée	Traversées par forage directionnel horizontal	
	France	Royaume-Uni
Traversée de la côté par forage directionnel horizontal	Dunes de sable, canal de navigation, services souterrains (1)	Vasières intertidales, digue de protection contre les inondations, zone de conservation de la nature, tiers propriétaire (1)
Forage directionnel n°1	Ligne de chemin de fer (2)	Aucun
Forage directionnel n°2	Remblais routiers (2), services publics souterrains	Aucun
Forage directionnel n°3	Remblais routiers (2), services publics souterrains	Aucun
Forage directionnel n°4	Futur canal de navigation (1)	Aucun

Figure 66 : Forage directionnel horizontal (HDD) de la traversée du littoral à Kingsnorth

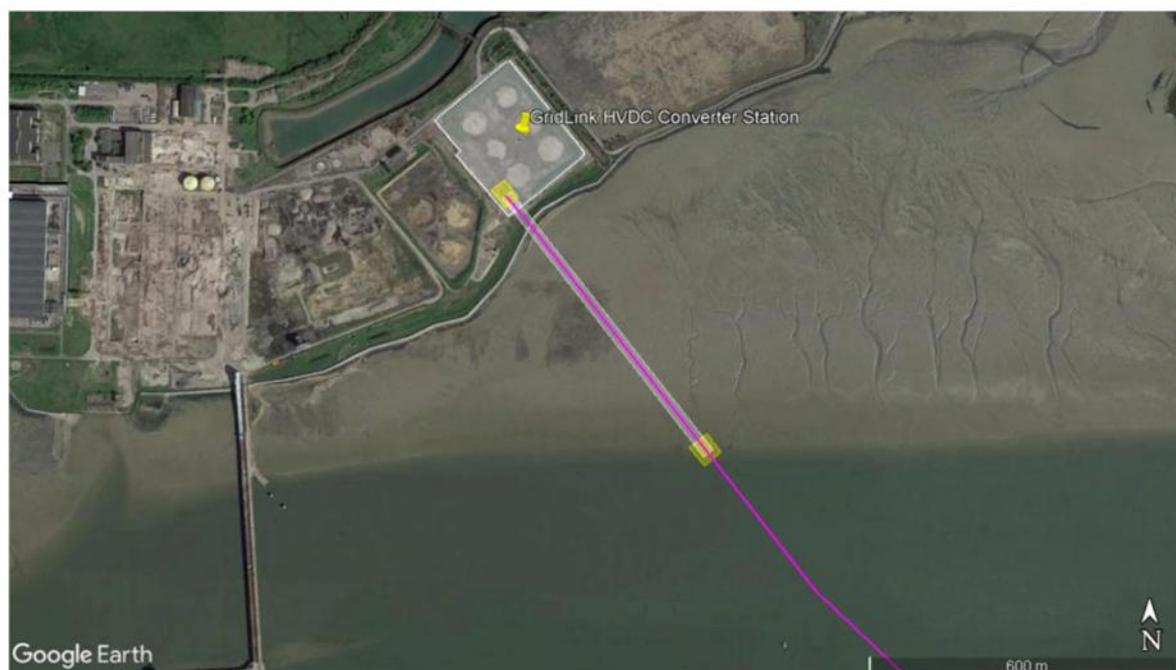


Figure 67 : Coupe schématique de la traversée du rivage par un forage directionnel horizontal à Kingsnorth (non à l'échelle)

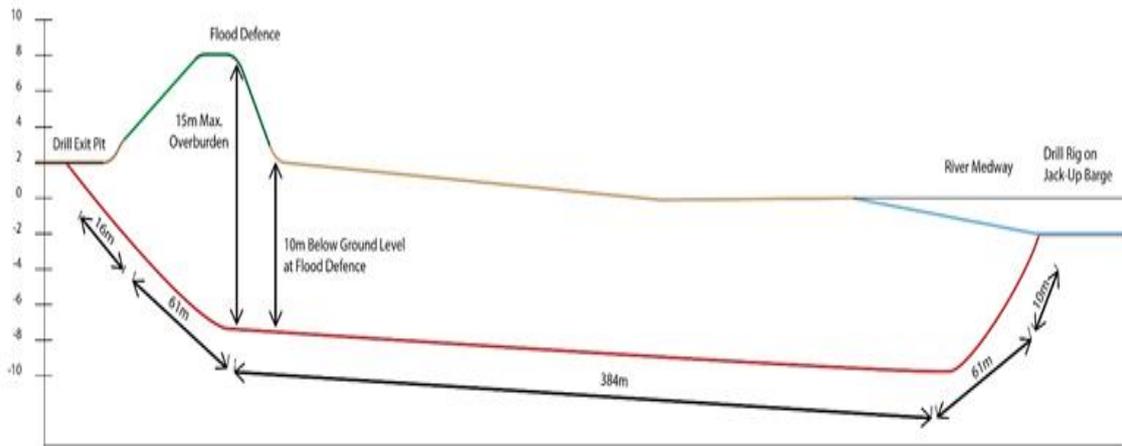


Figure 68 : Disposition typique d'un appareil de forage directionnel horizontal

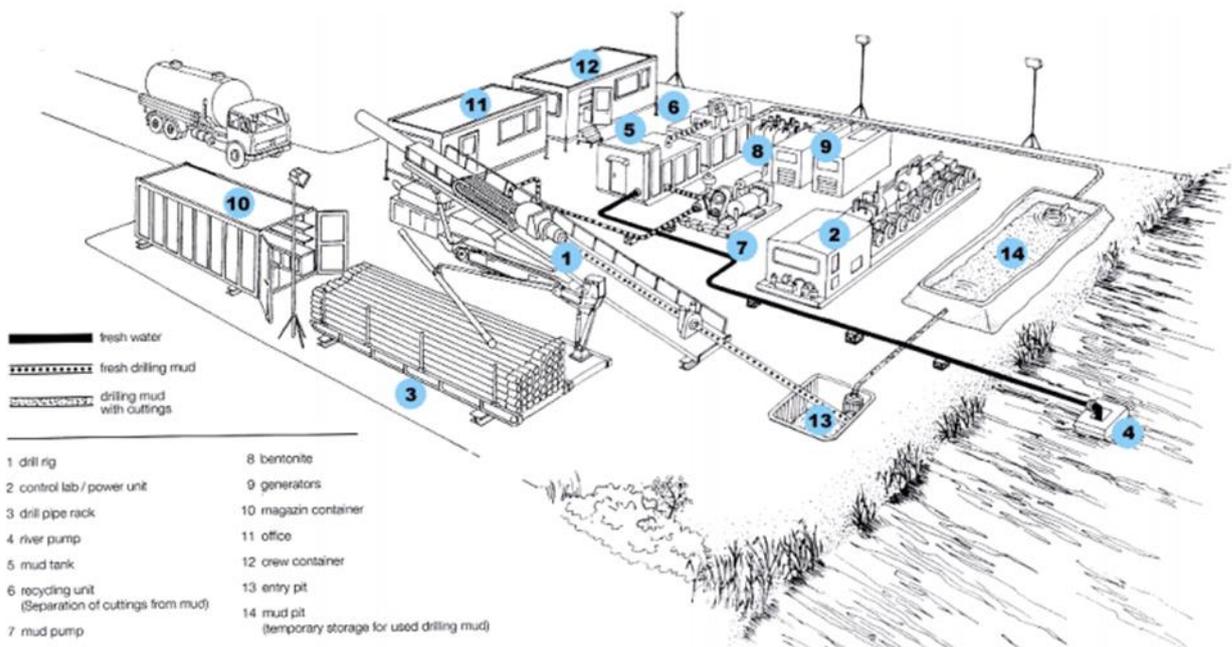
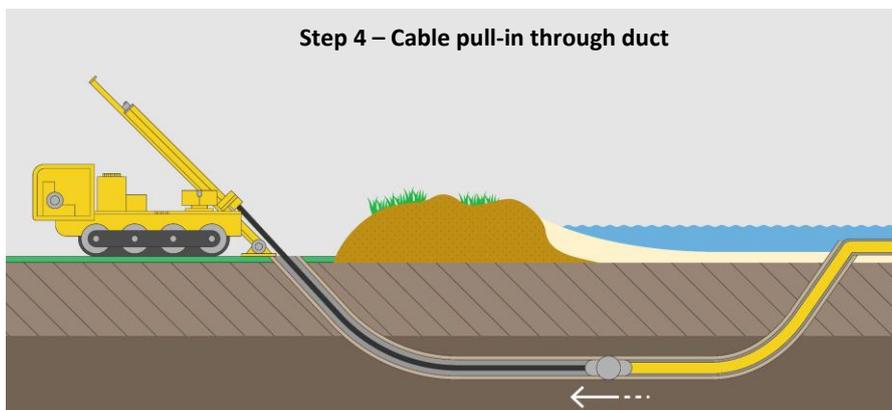
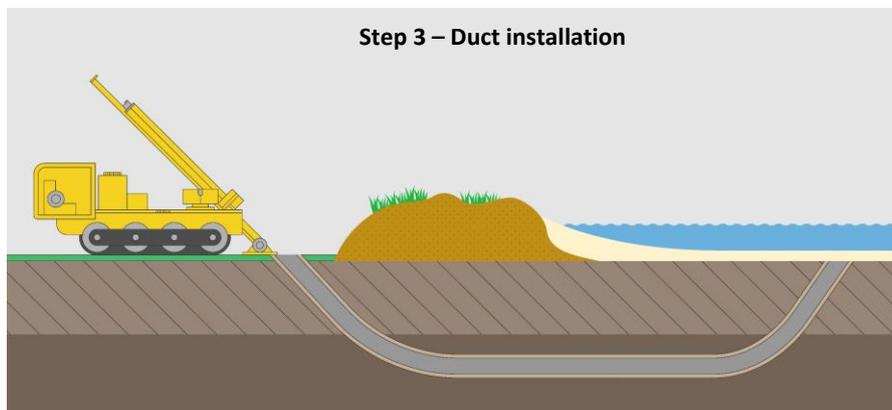
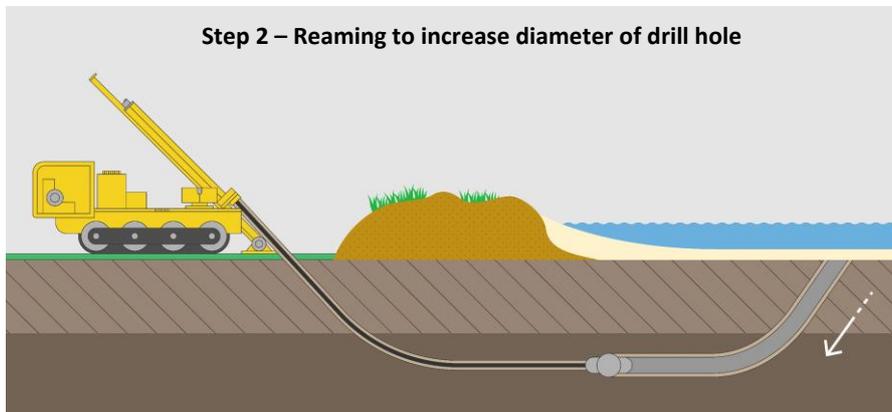
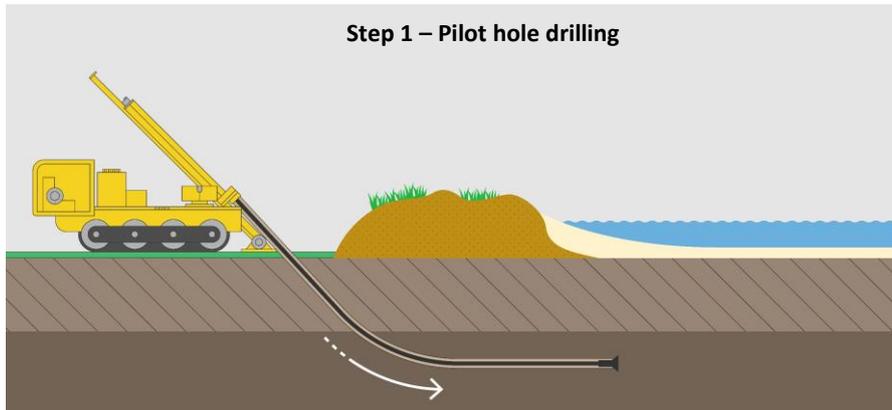


Figure 69 : Étapes de la mise en œuvre du forage directionnel horizontal



14.6. Aménagement du site de la station de conversion en France

La Figure 70 La fournit un aperçu du tracé du câble terrestre et de l'emplacement de la station de conversion en France. Le site de la station de conversion se trouve dans une zone de 160 ha destinée à l'industrie lourde.

La zone habitée la plus proche est la ville de Bourbourg, qui se trouve à 1,1 km de la limite sud du site. L'autoroute E40 relie le site à la ville de Bourbourg.

Les limites du site et la disposition du convertisseur dans les limites du site sont illustrées sur les Figure 71 et Figure 72.

La plupart des équipements électriques seront contenus dans le bâtiment du convertisseur. La hauteur maximale des bâtiments est de 25 m et la hauteur des équipements extérieurs peut atteindre 15 m.

Au total, la station de conversion couvrira un site d'environ 4 hectares. Les bâtiments, les équipements extérieurs et les aménagements paysagers seront entourés d'une clôture de sécurité.

Il n'y aura pas d'activités de production de chaleur, de combustion ou d'électricité à la station de conversion.

La sécurité de la centrale sera surveillée en permanence depuis la salle de contrôle pour s'assurer que les opérations se déroulent correctement et de manière fiable, et pour permettre une réaction rapide en cas d'incident imprévu ou d'urgence.

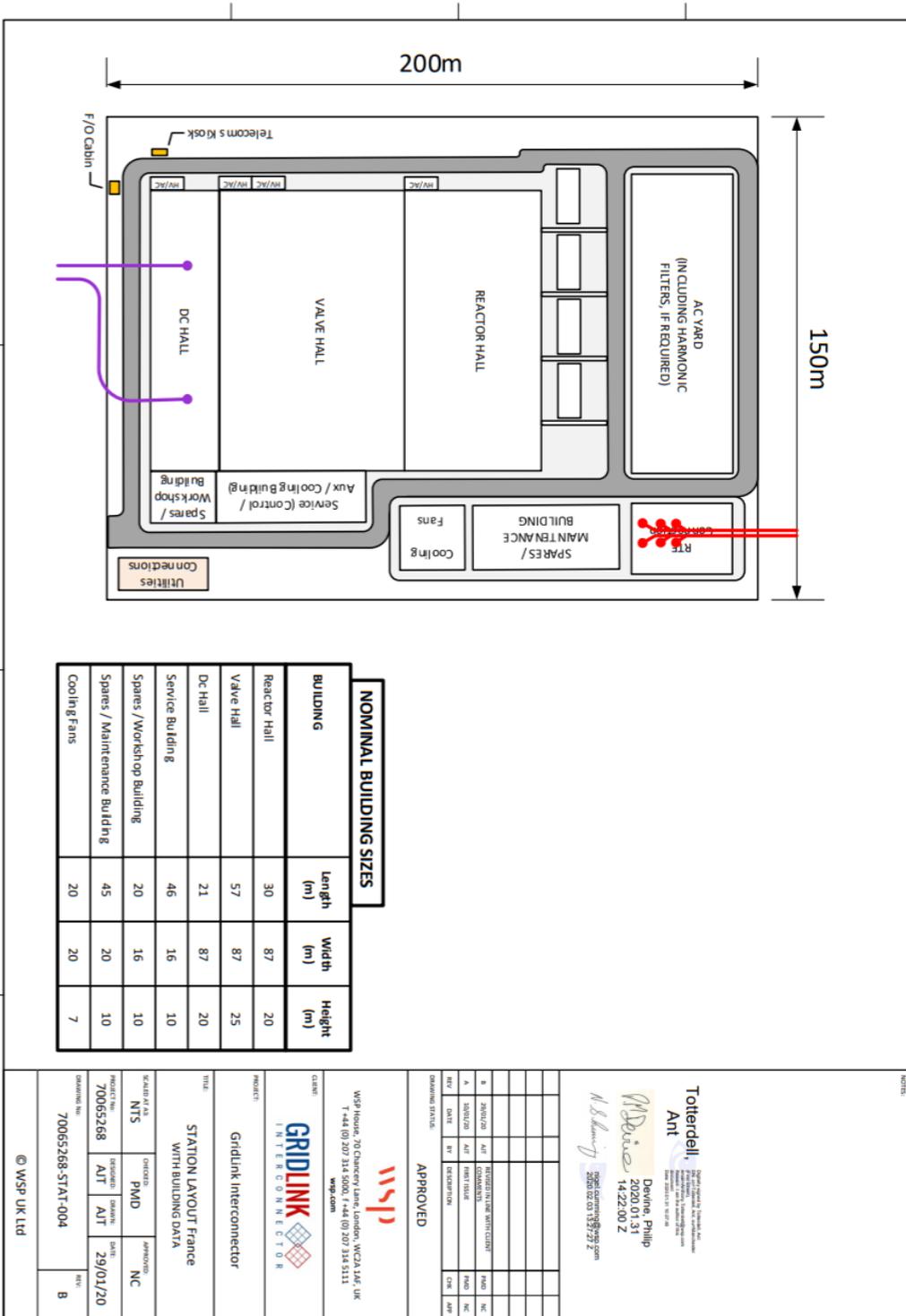
Figure 70 : Tracé du câble terrestre, site de la station de conversion et sous-station RTE



Figure 71 : Disposition de la station de conversion en France



Figure 72 : Aménagement du site du convertisseur en France



NOTES:

Totterdell,
Ant

Donline, Philip
2020.01.31
14:22:00 Z

0202 02 03 12:29:26

REV	DATE	BY	DESCRIPTION	PKNO	NC
B	29/01/20	AJT	PROVISIONAL DESIGN CHECK		NC
A	28/01/20	AJT	ISSUE FOR CONSTRUCTION		NC

ISSUING STATUS:

APPROVED



WSP House, 70 Chancery Lane, London, WC2A 1JF, UK
T +44 (0) 207 318 5050, F +44 (0) 207 318 5111
www.wsp.com

GRIDLINK
INTERCONNECTOR

PROJECT: Gridlink Interconnector

TITLE: STATION LAYOUT France
WITH BUILDING DATA

DESIGNED BY	CHECKED BY	APPROVED BY
NTS	PMD	NC
PROJECT NO.	DATE	
70065268	29/01/20	
ISSUING NO.	REV	
70065268-STAT-004	B	

© WSP UK Ltd

14.7. Aménagement du site de la station de conversion en Grande Bretagne

Figure 73 : Tracé du câble à terre, site du convertisseur et sous-station



La Figure 73 donne un aperçu du site de Kingsnorth et indique l'emplacement de la station de conversion, le tracé du câble terrestre et l'emplacement de la sous-station à laquelle GridLink se connecte au réseau de transport national.

Le convertisseur est un site de friche industrielle situé dans les limites de l'ancienne centrale électrique au charbon de Kingsnorth, d'une puissance de 2 000 MW. La centrale à charbon a été démolie et il est prévu que le terrain soit utilisé pour un nouveau développement industriel.

Les limites du site et la disposition du convertisseur sont illustrées à la Figure 74 et à la Figure 75.

Au total, la station de conversion couvrira un site d'environ 4 hectares. Les bâtiments, les équipements extérieurs et les aménagements paysagers seront entourés d'une clôture de sécurité. La hauteur maximale des bâtiments est de 25 m et la hauteur des équipements extérieurs peut atteindre 15 m.

En fonctionnement, la station de conversion sera gérée à partir d'une salle de contrôle, qui pourra être installée sur place ou ailleurs. Un petit nombre d'opérateurs seront également présents sur place pour effectuer l'inspection, la maintenance et les contrôles de sécurité.

La sécurité de la centrale sera surveillée en permanence depuis la salle de contrôle pour s'assurer que les opérations se déroulent correctement et de manière fiable, et pour permettre une réaction rapide en cas d'incident imprévu ou d'urgence.

Il n'y aura pas d'activités de production de chaleur, de combustion ou d'électricité à la station de conversion.

Le point de raccordement au réseau électrique national de la Grande-Bretagne est défini par le National Grid à la sous-station de 400 kV de Kingsnorth. Aucune extension de la sous-station n'est nécessaire pour permettre la connexion de GridLink.

Figure 74 : Disposition de la station de conversion de Kingsnorth

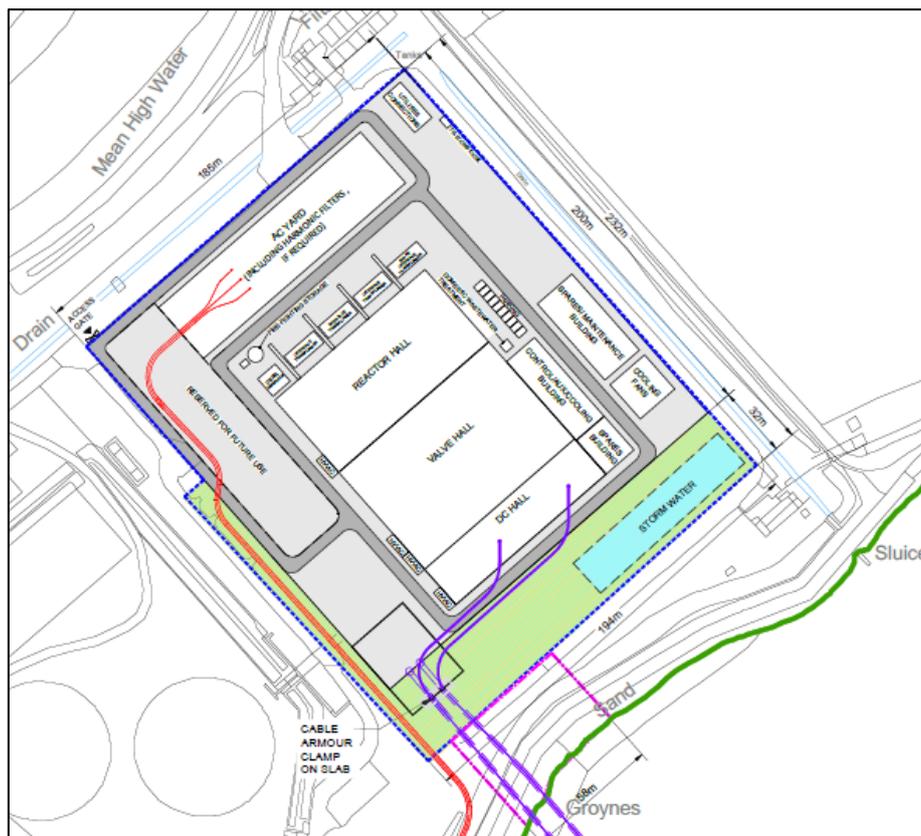
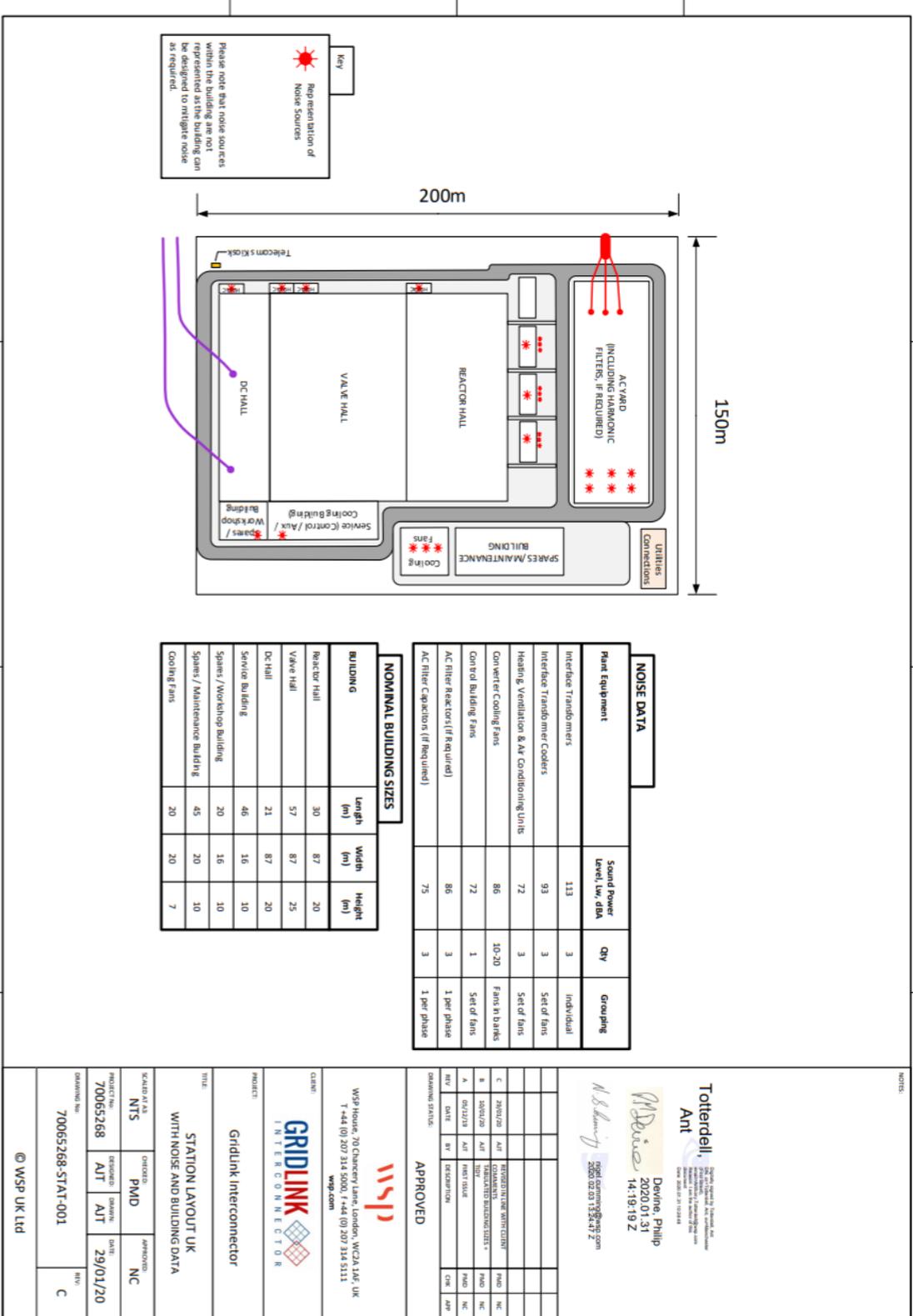


Figure 75 : Aménagement du site du convertisseur en Grande Bretagne



NOISE DATA

Plant Equipment	Sound Power Level, Lw, dBA	Qty	Grouping
Interface Transducers	113	3	Individual
Interface Transducer Coolers	93	3	Set of fans
Heating, Ventilation & Air Conditioning Units	72	3	Set of fans
Converter Cooling Fans	86	10-20	Fans in banks
Control Building Fans	72	1	Set of fans
AC Filter Reactors (if required)	86	3	1 per phase
AC Filter Reactors (if required)	75	3	1 per phase

NOMINAL BUILDING SIZES

BUILDING	Length (m)	Width (m)	Height (m)
Reactor Hall	30	87	20
Valve Hall	57	87	25
DC Hall	21	87	20
Service Building	46	16	10
Spares / Workshop Building	20	16	10
Spares / Maintenance Building	45	20	10
Cooling Fans	20	20	7

NOTES:

Totterdell, Ant
 Devine, Philip
 2020.01.31
 14:19:19 Z

WSP House, 20 Chancery Lane, London, WC2A 1JF, UK
 T +44 (0) 207 314 5000, F +44 (0) 207 314 5111
 wsp.com

GridLink
 INTERCONNECTOR

GridLink Interconnector

STATION LAYOUT UK
 WITH NOISE AND BUILDING DATA

SKETCHED BY: NTS
 PROJECT NO: 70065268
 DRAWING NO: 70065268-STAT-001

CHECKED BY: PMD
 EXAMINED BY: AIT
 DATE: 29/01/20

APPROVED BY: NC
 REV: C

© WSP UK Ltd

APPROVED

REV	DATE	BY	DESCRIPTION	CHKD	APPD
A	29/12/19	AIT	ISSUE	PMO	NC
B	29/01/20	AIT	ISSUE	PMO	NC
C	29/01/20	AIT	ISSUE	PMO	NC

14.8. Tracé des câbles terrestres en France

En France, le câble sous-marin traversera le littoral par un forage directionnel horizontal au port de Dunkerque, et à partir de ce point, un tracé de câble souterrain d'environ 13,5 km traversera les zones industrielles et agricoles appartenant au Grand Port Maritime de Dunkerque (« GPMD »).

La station de conversion sera également construite sur un terrain appartenant au GPMD. La station de conversion sera construite dans une zone identifiée comme zone de développement industriel : la zone d'industries lourdes (ZGI).

La station de conversion est située à une distance d'environ 3 km de la sous-station RTE de Warande, qui sera accessible par un câble HT CA souterrain à partir de la station de conversion.

Aucune ligne aérienne de transport d'électricité ne doit être construite en France pour mettre en œuvre le projet GridLink, mais une nouvelle sous-station à Warande devra être construite et les pylônes existants à côté de la sous-station de Warande devront peut-être être reconfigurés.

La nouvelle sous-station sera construite sur le côté sud-est de la sous-station existante et occupera une superficie d'environ 6,5 ha. La nouvelle sous-station comprendra deux jeux de barres omnibus, deux baies d'alimentation pour la connexion GridLink, et les baies nécessaires pour une prise en boucle des deux lignes aériennes 400 kV existantes pour Warande-Avelin et Warande-Weppes.

Le tracé du câble souterrain et le site de la station de conversion sont indiqués à la Figure 76.

Le GPMD prévoit d'étendre considérablement le port dans les années à venir (le projet CAP 2020⁴⁹). Le tracé du câble terrestre a été soigneusement conçu pour s'adapter à ces plans de développement et le câble contourne les limites de leur propriété dans un corridor de servitude assigné par le GPMD pour la construction des services publics souterrains et des infrastructures associées.

En outre, le tracé du câble tient compte des résultats d'études approfondies sur les utilisations actuelles et futures des sols et les sensibilités, notamment :

- Géologie du sol ;
- Les zones environnementales protégées, et la présence de tout habitat ou espèce de plus grande valeur écologique ;
- Réseau de voies navigables ; routes, chemins de fer et canaux existants et prévus ;
- Production agricole et pédologie, y compris les limites des champs, les haies et les arbres ;
- Propriétés résidentielles ;
- Projets industriels futurs ;
- Services publics souterrains existants et prévus et autres câbles et canalisations ;

⁴⁹ <http://www.dunkerque-port.fr/en/press/news/2017-09-17-dunkerque-port-presents-its-cap-2020-project-en-52082.html>

Lorsque le tracé du câble croise des éléments sensibles, l'installation du câble est conçue pour atténuer les impacts négatifs. En particulier, la traversée de dunes protégées sur le littoral, les routes principales, les voies ferrées, les canaux et les grands plans d'eau utilisera le forage directionnel horizontal (HDD) sous la structure pour éviter toute perturbation à la surface.

Le site de la station de conversion comprend une parcelle de 6,2 ha dans la Zone de Grandes Industries (ZGI) qui a été désignée par le GPMD. La station de conversion utilisera environ 3,5 ha de terrain, et 2,7 ha supplémentaires seront disponibles comme zone ouverte une fois la construction terminée. L'emplacement du site de la station de conversion a été choisi de manière à fournir le point de raccordement optimal au câble HT CC souterrain et aux itinéraires du câble CVC souterrain.

Une étude de la route terrestre a été entreprise pour déterminer les conditions du sol et le nombre/emplacement des tuyaux, câbles et autres obstructions le long du tracé. GridLink a engagé Geotec SAS pour réaliser l'enquête, qui s'est achevée en février 2020.

L'enquête a permis d'identifier les infrastructures suivantes :

- 1 x canal à bateaux au passage de la rive ;
- 3 x lignes ferroviaires commerciales desservant le port ouest du GPMD près de Loon Plage ;
- 3 x routes publiques principales sur les remblais à la jonction N316-D601 près de Loon Plage ;
- 1 x nouvelle route prévue (proposition du projet CAP2020 du GPMD) ;
- 1 x nouveau canal de navigation prévu (proposition du CAP2020 du GPMD).

En outre, le tracé du câble terrestre traverse 42 infrastructures souterraines de services publics énumérées ci-dessous à 14 endroits distincts (les réseaux de services publics sont souvent installés ensemble, généralement le long de routes secondaires pour relier les centres urbains et les propriétés domestiques) :

- 6 x pipelines de gaz souterrains à haute pression ;
- 10 x câbles électriques BT souterrains ;
- 12 x conduites souterraines d'eau potable ;
- 14 x télécommunications souterraines et câbles à fibres optiques;

Le tracé du câble terrestre traverse une ligne aérienne de transport d'électricité. Le tracé du câble terrestre traverse 13 cours d'eau du réseau de drainage terrestre (« watergangs »).

Le point de raccordement au réseau de transport d'électricité se trouve dans l'enceinte du site de la station de conversion. Le câble CA HT souterrain de 3 km entre la station de conversion et l'extension de la sous-station de Warande sera mis en œuvre par RTE conformément à la convention de raccordement signée avec RTE.

En vertu de cet accord, RTE est responsable de l'acquisition des feuilles de route pour le tracé et des terrains nécessaires à l'extension du poste. RTE est en discussion avec les propriétaires fonciers pour acquérir ces terrains sur une base négociée (volontaire).

Le tracé du câble souterrain a été étudié afin de déterminer l'alignement optimal qui minimise les effets environnementaux et les perturbations pour les propriétaires fonciers. Trois itinéraires alternatifs ont été identifiés et un itinéraire préféré a été convenu avec les propriétaires fonciers. Nous espérons que des accords seront conclus d'ici le deuxième trimestre 2021.

La ligne souterraine construite par RTE sera composée de trois câbles conducteurs, chaque câble fournissant l'une des trois phases d'un circuit électrique. Les câbles en fil de cuivre émaillé auront une section de 2 500 mm². Ils seront posés dans des conduits en PEHD (polyéthylène haute densité) recouverts de béton. Chaque circuit sera posé dans un sillon d'environ 2 m de profondeur et 1 m de largeur. Le double circuit aura une largeur totale nominale de 5 m et jusqu'à 15 à 20 m selon la nature du sol. Une couche d'avertissement sera placée au-dessus des circuits pour indiquer la présence des câbles.

Le profil transversal indicatif du sillon du câble est illustré à la Figure 77. L'emplacement de la nouvelle sous-station est indiqué à la Figure 78.

Figure 77 : Schéma de la disposition des câbles CA HT souterrains à double circuit à Dunkerque (Fourni par RTE)

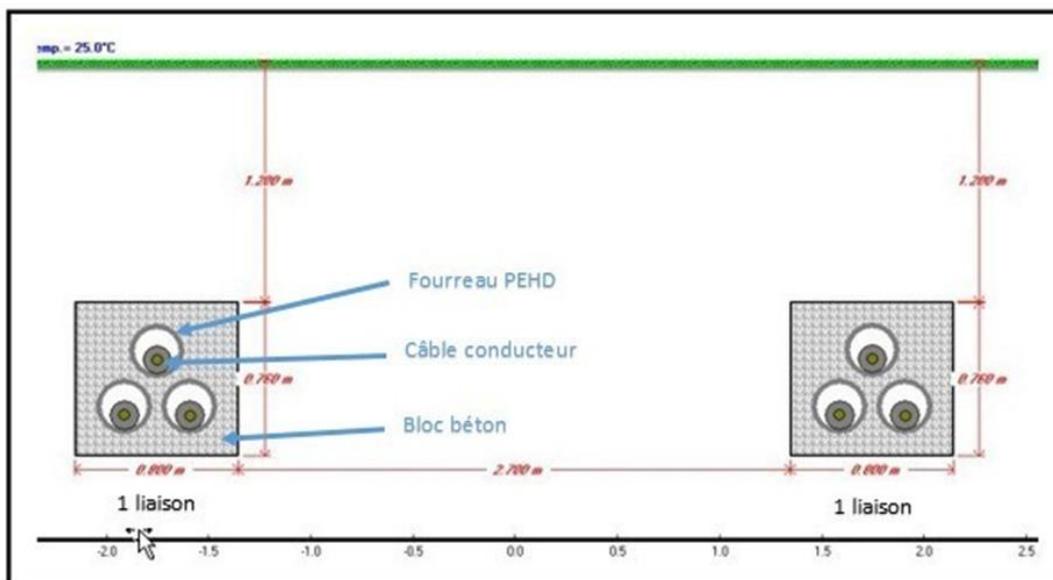


Figure 78 : Emplacement de la nouvelle sous-station 400 kV de RTE à Dunkerque



14.9. Construction de tranchées en France

Les câbles seront posés dans une tranchée qui sera creusée selon la méthode de la « coupe à ciel ouvert ». Lorsque l'espace le permet, une pelle rotative mécanique sera utilisée et lorsque l'espace est plus restreint, la tranchée sera creusée à l'aide d'une pelle rétro caveuse.

Avant l'excavation, une étude du tracé du câble sera entreprise afin d'identifier l'emplacement de toute conduite ou câble enterré qui pourrait se trouver sur le tracé. Lorsqu'il y a un risque de travailler à proximité des infrastructures existantes, ou lorsqu'il y a des contraintes environnementales, l'excavation manuelle sera utilisée. La Figure 80 montre quelques illustrations typiques de tranchées à ciel ouvert.

Lors de l'excavation d'une tranchée, la terre excavée est déposée le long de la tranchée, la terre arable étant déposée sur une ligne et le sous-sol sur une autre ligne parallèle. En général, 70 à 80% des matériaux excavés peuvent être réutilisés. Le reste des déchets est transporté hors du site pour l'aménagement paysager ou vers un site d'élimination autorisé. Une route d'accès temporaire, généralement faite de feutre, est construite le long de la tranchée pour permettre l'acheminement de conduits, de câbles et d'autres matériaux sur le site et pour permettre l'enlèvement de la terre. Les câbles sont généralement enfouis à des profondeurs de 1 à 2 m. La Figure 79 fournit une illustration de la disposition de l'excavation d'une tranchée de câble.

Pendant la construction, un droit de passage temporaire est nécessaire pour installer le câble. Ce couloir de construction doit être suffisamment large pour accueillir la largeur de la tranchée de câbles, l'accès des véhicules à côté de la tranchée et fournir suffisamment d'espace pour le stockage des matériaux excavés.

Le couloir de construction est normalement clôturé pendant les travaux d'excavation. Une fois la construction terminée, un couloir beaucoup plus petit est nécessaire. La largeur de ce corridor, la servitude permanente, est telle qu'elle permet l'accès des véhicules pour les inspections, les réparations et l'entretien futurs. La servitude doit également être suffisamment large pour assurer un espacement suffisant entre les câbles, comme spécifié dans le règlement. La servitude permanente peut également inclure une zone d'exclusion de chaque côté de l'axe central du câble afin d'assurer une distance de séparation minimale entre le câble et d'autres infrastructures, telles qu'un bâtiment, un autre câble ou un pipeline. La distance de séparation entre les câbles et la zone d'exclusion est fixée par règlement. L'accord d'option foncière avec le GPMD prévoit le couloir de travail temporaire, la construction temporaire de zones de pose le long du tracé du câble et l'accès à partir du réseau routier existant.

Figure 79 : Schéma d'un câble CA HT souterrain à Kingsnorth

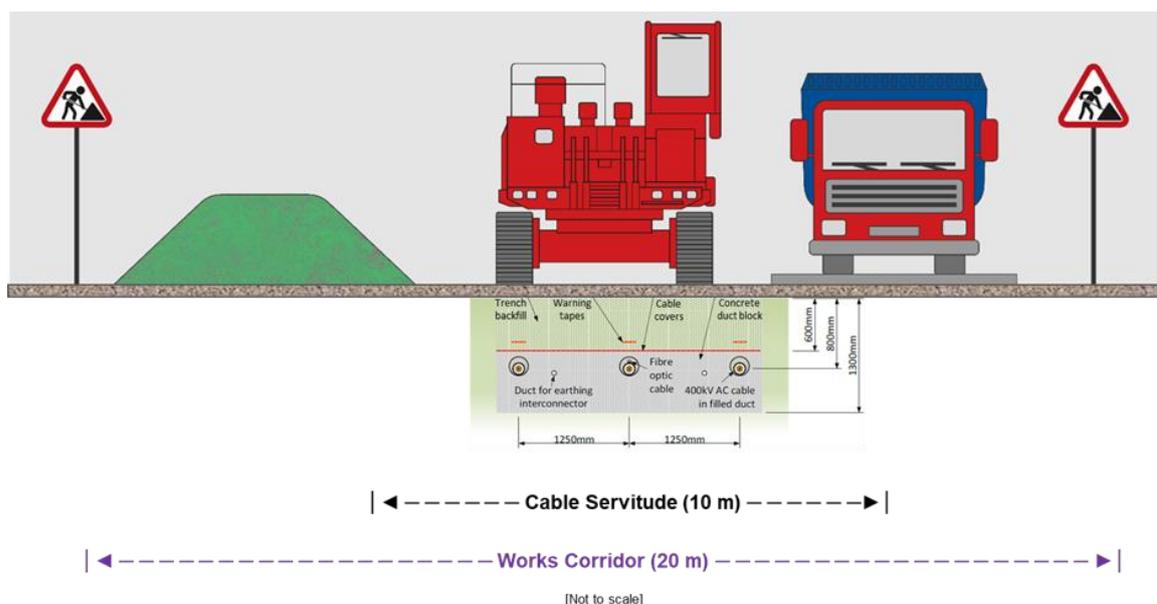


Figure 80 : Creusement de tranchées à ciel ouvert



14.10. Tracé des câbles terrestres en Grande Bretagne

En Grande-Bretagne, le câble sous-marin traversera la côte par forage directionnel horizontal (HDD) au niveau de l'ancienne centrale électrique au charbon EON (maintenant démolie) à Kingsnorth sur l'île de Grain, et émergera directement dans l'enceinte de la station de conversion.

La station de conversion est située à une distance d'environ 1,5 km de la sous-station du National Grid à Kingsnorth, et la sous-station sera accessible par un câble CA HT souterrain depuis la station de conversion.

Il n'y a pas de lignes aériennes de transport d'électricité à construire en Grande-Bretagne pour mettre en œuvre le projet GridLink.

Le point de raccordement au réseau électrique national de Grande-Bretagne est défini par le National Grid à la sous-station 400 kV de Kingsnorth au « spare bay 2 ». Aucune extension de la sous-station n'est nécessaire pour permettre la connexion de GridLink.

La connexion nécessite la création d'une liaison en courant alternatif de 400 kV à simple ou double circuit, posée sous terre, de la station de conversion à la sous-station. Le tracé du câble souterrain suit le rivage (maritime) du site, principalement sous les routes et les sentiers du site ou dans un couloir de service désigné pour atteindre la sous-station.

La station de conversion, le tracé du câble souterrain et le point de raccordement à la sous-station sont indiqués à la Figure 81.

Figure 81 : Tracé du câble souterrain, station de conversion et sous-station NG ESO



Le tracé du câble CA HT souterrain de 1,5 km vers la sous-station de National Grid Kingsnorth tient compte des résultats d'études approfondies sur les utilisations actuelles et futures des sols et les sensibilités, notamment :

- Géologie du sol ;
- Les zones environnementales protégées, et la présence de tout habitat ou espèce de plus grande valeur écologique ;
- Utilisation de la jetée et des opérations maritimes associées ;
- Projets industriels futurs ;
- Obstacles souterrains liés à la démolition de l'ancienne centrale électrique.

Les études ont comporté des recherches documentaires sur les informations publiées, des études topographiques, géophysiques, géotechniques et environnementales et des consultations avec le propriétaire foncier (Uniper).

14.11. Conception d'un bâtiment pour le convertisseur

GridLink utilisera la conception « Angle 265 » (ou similaire) pour le bâtiment du convertisseur en Grande Bretagne, afin de rester conforme aux bâtiments similaires à proximité. La Figure 82 illustre des images d'un bâtiment existant dans la région. Aucune conception de bâtiment n'a été retenue pour la station de conversion en France, mais il est probable qu'elle sera également de conception identique ou similaire.

Figure 82 : Construction du convertisseur en Grande Bretagne - Conception architecturale de l'angle 265



14.12. Transport routier

Les câbles destinés à être utilisés à terre doivent être transportés de l'usine dans laquelle ils sont fabriqués jusqu'au lieu où ils seront posés, qui peut se trouver à des centaines de kilomètres de l'usine. Le poids maximum sur route des véhicules en Europe est de 44 tonnes avec six essieux. Les charges supérieures à 44 tonnes sont considérées comme des charges anormales et nécessitent des remorques à tambour de câble et des autorisations spéciales. Étant donné la difficulté de transporter des charges anormales sur de longues distances, les fabricants fournissent généralement des câbles sur des tambours pouvant peser jusqu'à 40 tonnes.

La Figure 83 montre comment les tourets de câble sont transportés depuis l'usine sur des remorques. Comme les camions n'ont pas de capacité tout-terrain, une fois qu'ils atteignent le point de livraison, le touret de câble est chargé sur une remorque spécialement fabriquée qui est ensuite tractée par un tracteur jusqu'à la tranchée dans laquelle le câble doit être posé. La remorque illustrée dans le diagramme transporte un touret de 50 tonnes de câble de 400 kV. La longueur de câble qui peut être stockée sur un tambour dépend du diamètre du câble. Les capacités typiques des tourets de câble sont indiquées dans le Tableau 47.

Figure 83 : Transport routier des tourets de câble



Tableau 47 : Capacités des tourets de câble

Drum Type (Steel)	Drum Width mm	Drum Diameter mm	Drum Weight kg	Length of cable, for a specified cable diameter, that can be carried on one drum			
				66 mm	76 mm	92 mm	116 mm
St 30	2400	3130	1700	1680 m	1210 m	860 m	-
St 36	2400	3730	2800	3120 m	2130 m	1330 m	890 m
St 40	2400	4100	3500	3280 m	2180 m	1570 m	850 m

GridLink a engagé Abnormal Load Engineering Ltd pour réaliser une étude de transport routier afin d'identifier la faisabilité de la livraison d'équipements lourds, en particulier de transformateurs, sur les sites de Kingsnorth et du port de Dunkerque. L'étude a été achevée en mars 2019. Comme Kingsnorth était auparavant le site d'une centrale électrique au charbon de 2 000 MW et que le port de Dunkerque est le troisième plus grand port de France, aucun problème de transport important n'a été identifié.

14.13. Pose du câble sous-marin

Le câble sous-marin sera posé à l'aide de navires câbliers spécialement construits à cet effet, tels que ceux présentés à la Figure 84.

Figure 84 : Navires de pose de câbles en eaux profondes



Le câble est stocké sur de grandes plateformes rotatives sur le pont du navire. Les carrousels peuvent stocker jusqu'à 7 000 tonnes de câbles dans des plateformes rotatives au-dessus et au-dessous du pont.

Les navires sont opérés à l'aide d'un système de positionnement dynamique relié à des propulseurs situés sur le côté du navire afin de maintenir avec précision la position et l'alignement corrects. Les navires fonctionnent 24 heures sur 24, 7 jours sur 7, et la vitesse de pose des câbles est généralement comprise entre 200 et 400 m par heure.

Dans les eaux peu profondes où la profondeur de l'eau ne permet pas l'accès, les petits navires, généralement des barges comme indiqué sur la Figure 85 sont utilisés pour la pose du câble. Il existe toute une série de navires qui peuvent être utilisés pour l'installation des câbles. Outre les navires câbliers, des navires de recherche, d'approvisionnement et de sécurité peuvent également être nécessaires.

Afin de garantir la sécurité de la navigation, les autres usagers de la mer à proximité de l'opération de pose de câbles seront informés de la date de début et de la durée des travaux de construction par le biais d'un avis aux navigateurs. En outre, l'entreprise de pose de câbles coopérera avec la préfecture maritime française pour la mer du Nord ainsi qu'avec les autorités portuaires pour les approches de l'estuaire de la Tamise (Port of London Authority) et de l'estuaire de la Medway (Peel Ports).



Figure 85 : Barge pour la pose de câbles en eaux peu profondes

Les deux câbles MI ainsi qu'un troisième câble à fibre optique seront regroupés et posés dans une seule tranchée creusée au fond de la mer. Les câbles seront enterrés dans une seule tranchée afin de minimiser les coûts et l'impact environnemental.

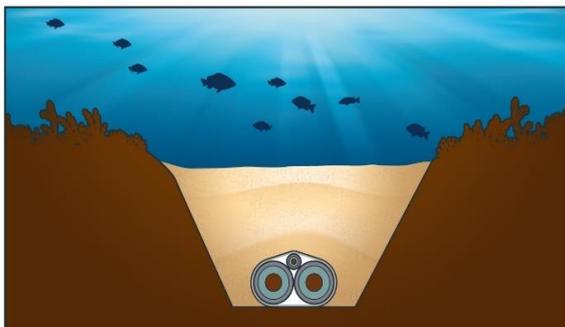


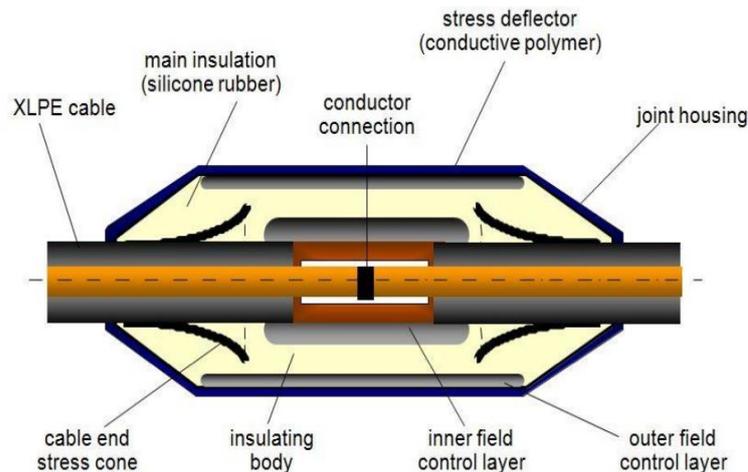
Figure 86 : Des câbles regroupés sous les fonds marins

La Figure 86 illustre une section transversale typique d'une tranchée après l'installation des câbles et le remblayage de la tranchée. Les câbles sont enfouis afin de garantir qu'ils ne seront pas exposés aux dommages causés par des éléments naturels (transport de sédiments, conditions extrêmes, etc.) ou artificiels (ancrage des navires ou des filets de pêche). Les profondeurs d'enfouissement sont généralement comprises entre 1 et 3 m. La profondeur d'enfouissement optimale sera déterminée après une étude des fonds marins afin de déterminer leur topographie et les propriétés mécaniques du sol sous les fonds marins.

Selon le diamètre du câble choisi et la longueur dans laquelle il peut être fabriqué, il sera nécessaire de joindre des portions de câble. C'est notamment le cas en eaux peu profondes où la barge a une capacité limitée de stockage du câble. Figure 87 illustre la coupe transversale d'un joint normal. La température du câble varie en cours de fonctionnement en fonction de la charge.

Cela entraîne l'expansion et la contraction du câble. S'il n'est pas contrôlé, ce mouvement entraînera avec le temps une défaillance des joints. Par conséquent, de chaque côté du joint, les câbles sont physiquement retenus soit par une fixation mécanique à la chambre de jonction et/ou en « serpentant » le câble dans la tranchée pour absorber la dilatation et la contraction.

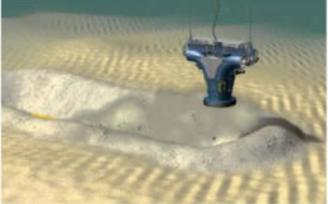
Figure 87 : Section transversale d'un joint de câble



Il existe plusieurs techniques différentes qui peuvent être utilisées pour creuser la tranchée. Le type d'outil utilisé dépendra du type de sol rencontré - dans le sable mou ou la boue, une charrue convient, dans la roche dure, une trancheuse mécanique peut être utilisée.

Tableau 48 illustre les types de matériel de creusement de tranchées disponibles pour différentes conditions de sol particulières.

Tableau 48 : Outils de creusement de tranchées pour câbles sous-marins

Outil	Fonction	État du sol	Illustration
Creusement mécanique de tranchées	Découpage mécanique de la roche à l'aide d'une lame circulaire ou d'une chaîne	Roche, sédiments durs	
Jet d'eau	Câbles posés au préalable sur le fond marin. Un jet d'eau de forte puissance fluidifie les fonds marins sous les câbles, leur permettant de s'enfoncer dans la tranchée	Sable, limon, gravier léger	
Creusement simultané de tranchées mécaniques et à jet	Unité combinée adaptée à toutes les conditions de terrain - aucun changement d'outil nécessaire	Roche, sédiment dur, gravier, argile, boue, sable, limon	
Creuser des tranchées dans le flux de masse	Déplacement localisé de sédiments. Utilisé pour creuser des tranchées ou découvrir des tuyaux et des câbles enterrés	Sable, limon	
Charrue	Une charrue est tractée sur le fond marin pour créer une tranchée, ou peut être utilisée pour remblayer les matériaux d'excavation dans une tranchée	Boue, gravier, sable, argile tendre	

14.14. Tracé du câble sous-marin

Le tracé du câble sous-marin a été choisi en tenant compte des contraintes environnementales, de l'état du fond marin, des routes maritimes, des obstacles reposant sur le fond marin comme les épaves, et des munitions non explosées.

Un vaste processus de consultation a eu lieu avec les parties prenantes, y compris en particulier avec les autorités portuaires de l'estuaire de la Tamise (Port of London Authority), de l'estuaire de la Medway (Peel Ports) et de Dunkerque (Grand port maritime de Dunkerque). Les autres parties consultées sont la préfecture maritime française, la Direction départementale du territoire et de la mer (DDTM), la Direction régionale de l'aménagement et du logement (DREAL) et le Département des recherches archéologiques subaquatiques et sous-marines (DRASSM). Par ailleurs, une étude de la flore et de la faune a été réalisée à chaque atterrissage sur une année entière pour couvrir les quatre saisons.

GridLink a fait appel à Intertek Group plc pour réaliser une évaluation multicritères conventionnelle et déterminer ainsi le tracé optimal du câble. Cette approche tient compte des principaux paramètres suivants :

- Stabilité des câbles
- Protection des câbles
- Exigences de séparation des câbles
- Capacité d'utiliser des méthodes de construction existantes pour la pose des câbles
- Interventions réduites au minimum sur le fond marin avant la pose
- Interventions réduites au minimum sur le fond marin et le câble après la pose
- Nombre minimum de croisements des câbles et des pipelines
- Impact environnemental minimum
- Topographie du fond marin
- Éléments géologiques du fond marin
- Courants et affouillements
- Interférence physique

À la fin de ces travaux, le tracé maritime établi en suivant cette procédure a constitué la base du contrat d'exécution de l'étude sous-marine. Suite à une procédure d'appel d'offres, Gridlink a engagé MMT Sweden AB pour cette étude maritime. L'étude a été réalisée pendant l'été 2019 et a porté sur un couloir de 250 m de chaque côté de l'axe proposé.

Les modifications du tracé proposé par Intertek n'ont pas été nombreuses et, après l'étude, quelques changements mineurs ont été apportés au tracé. Le tracé du câble et le couloir sont maintenant définitifs sous réserve de l'approbation des autorités compétentes. La Figure 88 représente le tracé du câble sous-marin dans sa globalité, tandis que la Figure 89 et la Figure 90 indiquent le tracé du câble sous-marin sur les côtes de la Grande-Bretagne et de la France.

Figure 91 illustre les sédiments qu'il est possible de trouver à la surface du fond marin le long du tracé du câble sous-marin et la Figure 92 illustre la géologie que l'on devrait trouver sous la surface. La géologie est composée essentiellement de sable, de gravier et de boue (et des mélanges de ceux-ci) sans aucune roche. En conséquence, différentes techniques d'enfouissement peuvent être employées, y compris le labourage qui est en général privilégié afin de perturber au minimum le fond marin.

La Figure 93 illustre la bathymétrie pour le tracé du câble sous-marin et la Figure 94 présente le profil du fond marin sur le tracé sous-marin. L'eau ne devrait pas dépasser une profondeur maximum de 55 m. Au large, les fonds marins présentent des reliefs en eaux profondes qui varient de 20 m à 55 m. La Figure 95 illustre l'inclinaison du fond marin le long du tracé du câble sous-marin. Ces pentes sont douces en général, moins de 1 degré, et dépasse 5 degrés à l'occasion. À environ 15 km des côtes anglaises, la profondeur de l'eau passe de 35 m à 55 m et la pente de 3 à 6 degrés. Le long du tracé du câble dans la partie sud de la Mer du Nord, on trouve deux éléments élevés (>25 m) sur le fond marin. La Figure 96 et la Figure 97 cartographient les contraintes environnementales, y compris les sites Natura 2000 et autres habitats protégés, qui se trouvent à proximité du tracé du câble sous-marin. La Figure 98 montre une sélection d'images à faisceaux multiples du fond marin, qui ont été prises le long du tracé du câble pendant l'étude maritime.

Figure 88 : Vue d'ensemble du tracé du câble sous-marin

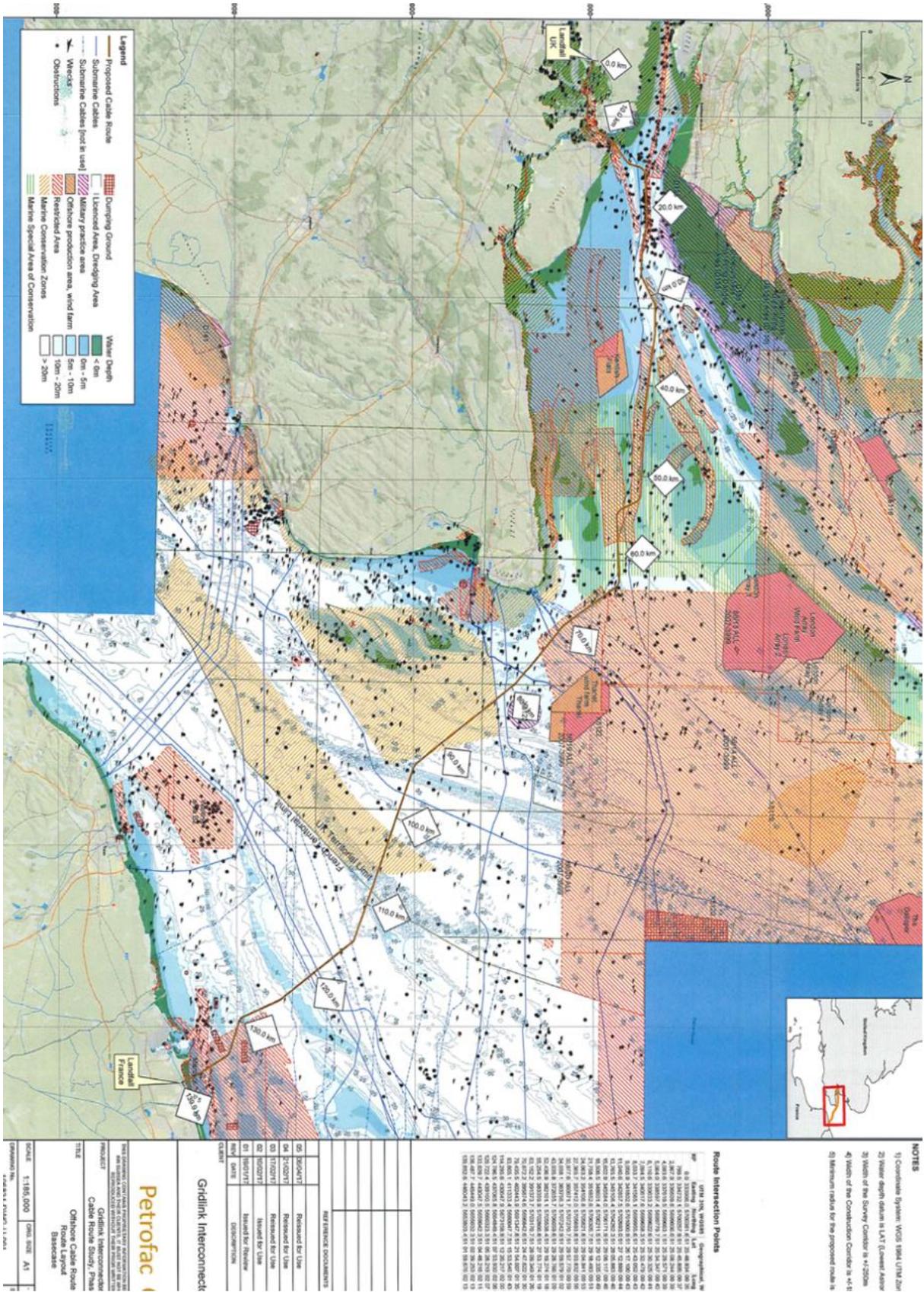


Figure 92 : Géologie sur le tracé du câble sous-marin

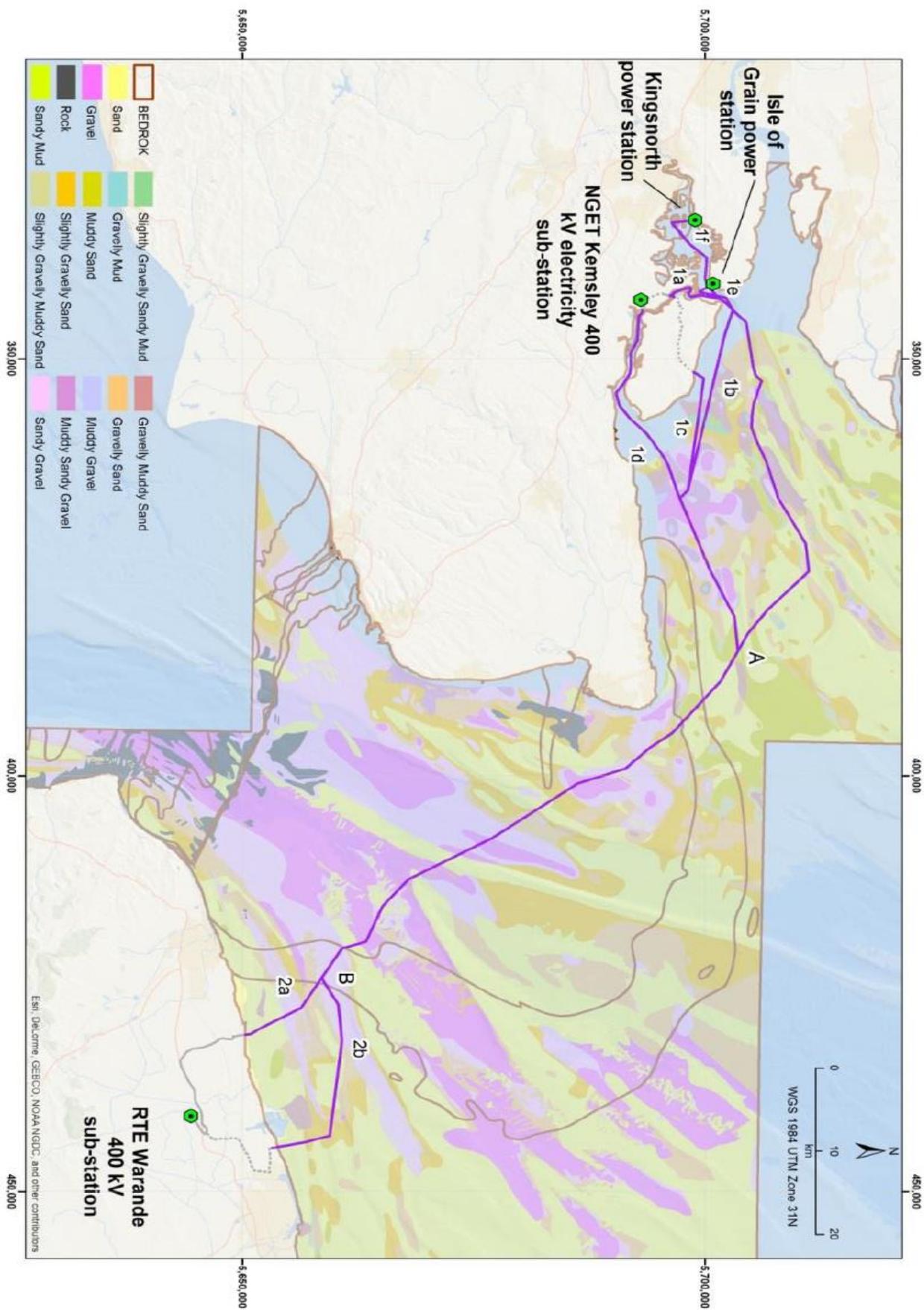


Figure 93 : Bathymétrie du tracé du câble sous-marin

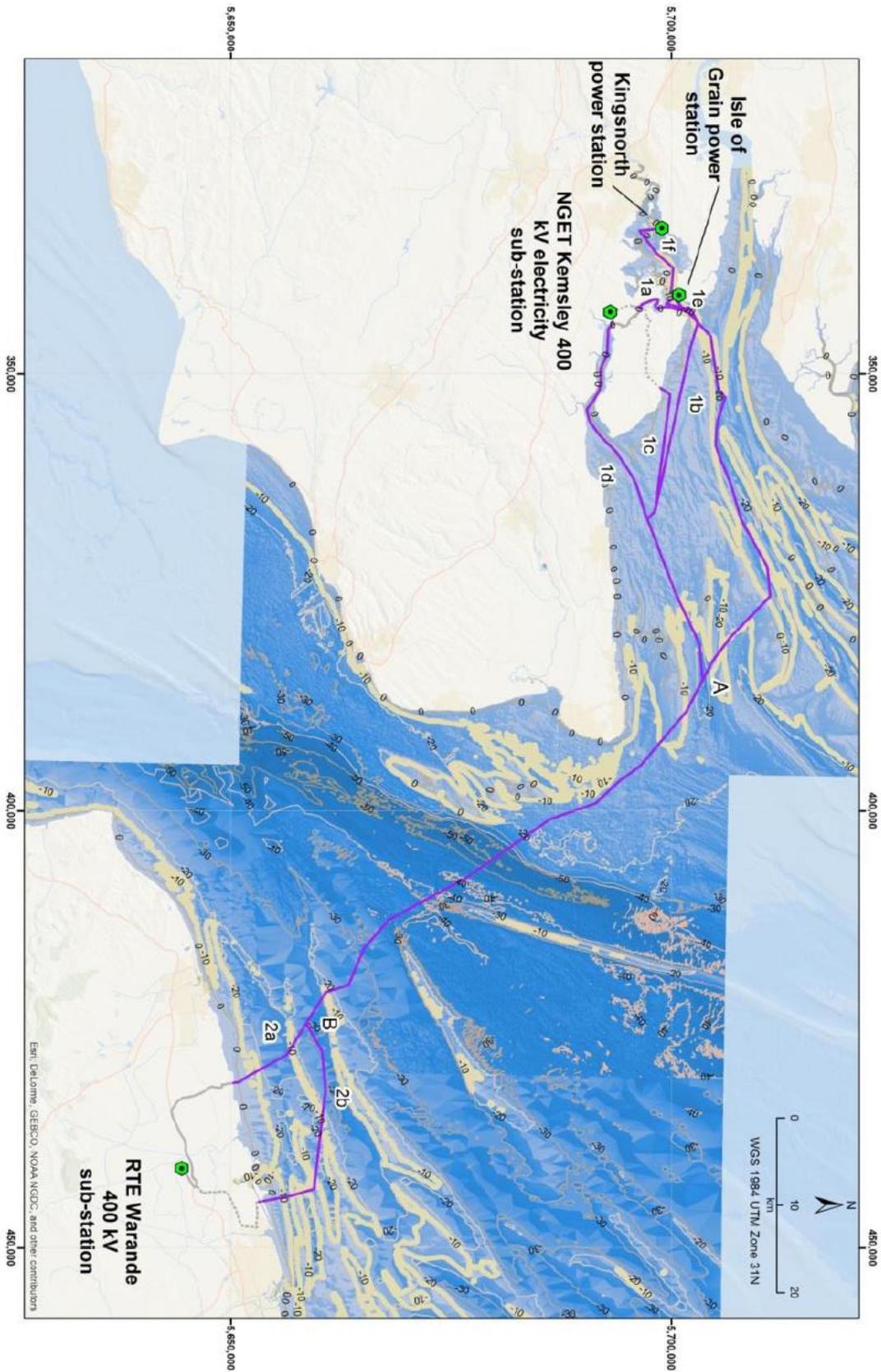


Figure 94 : Profil du fond marin sur le tracé du câble sous-marin

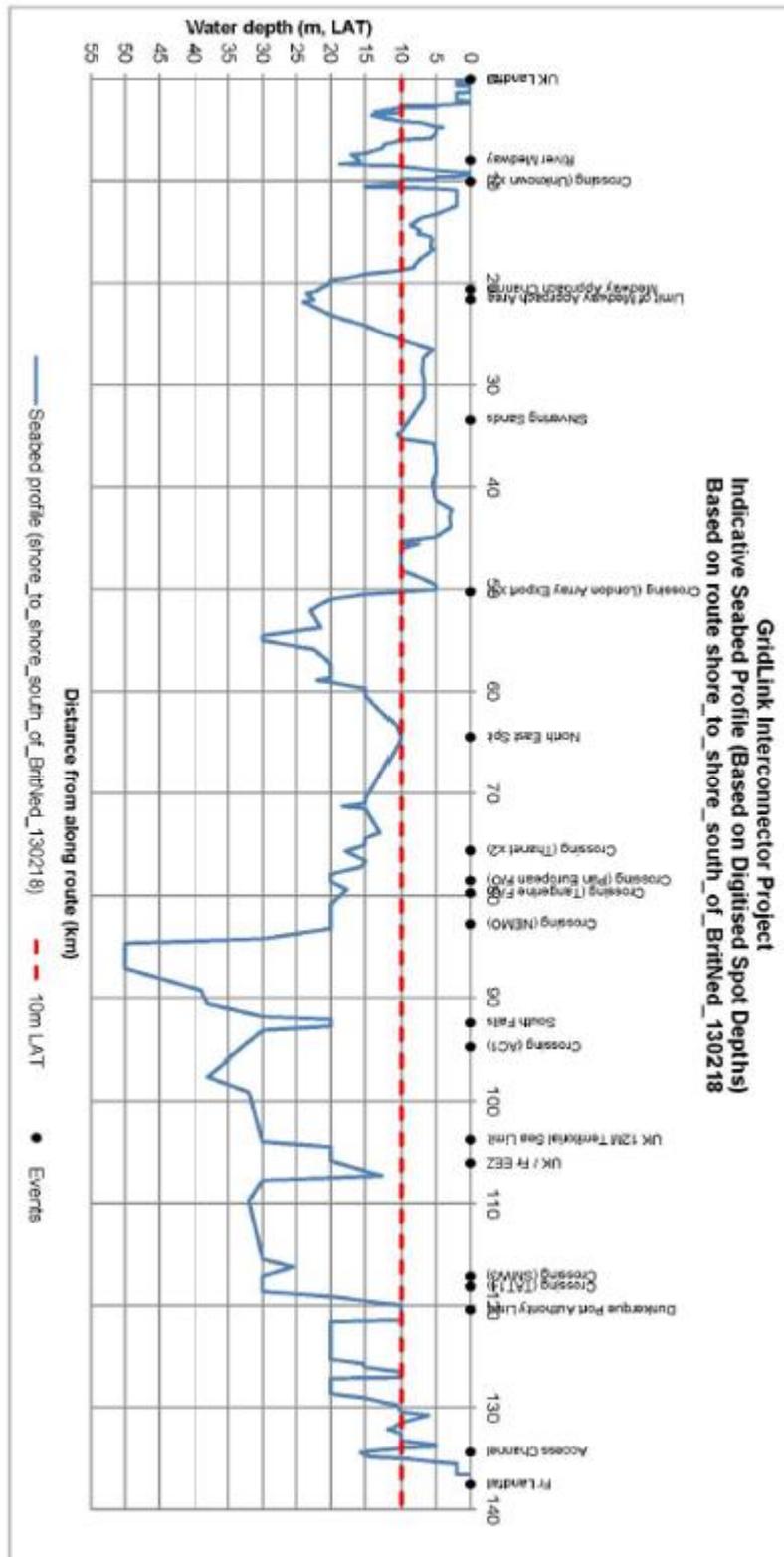


Figure 95 : Tracé du câble sous-marin – Inclinaison du fond marin

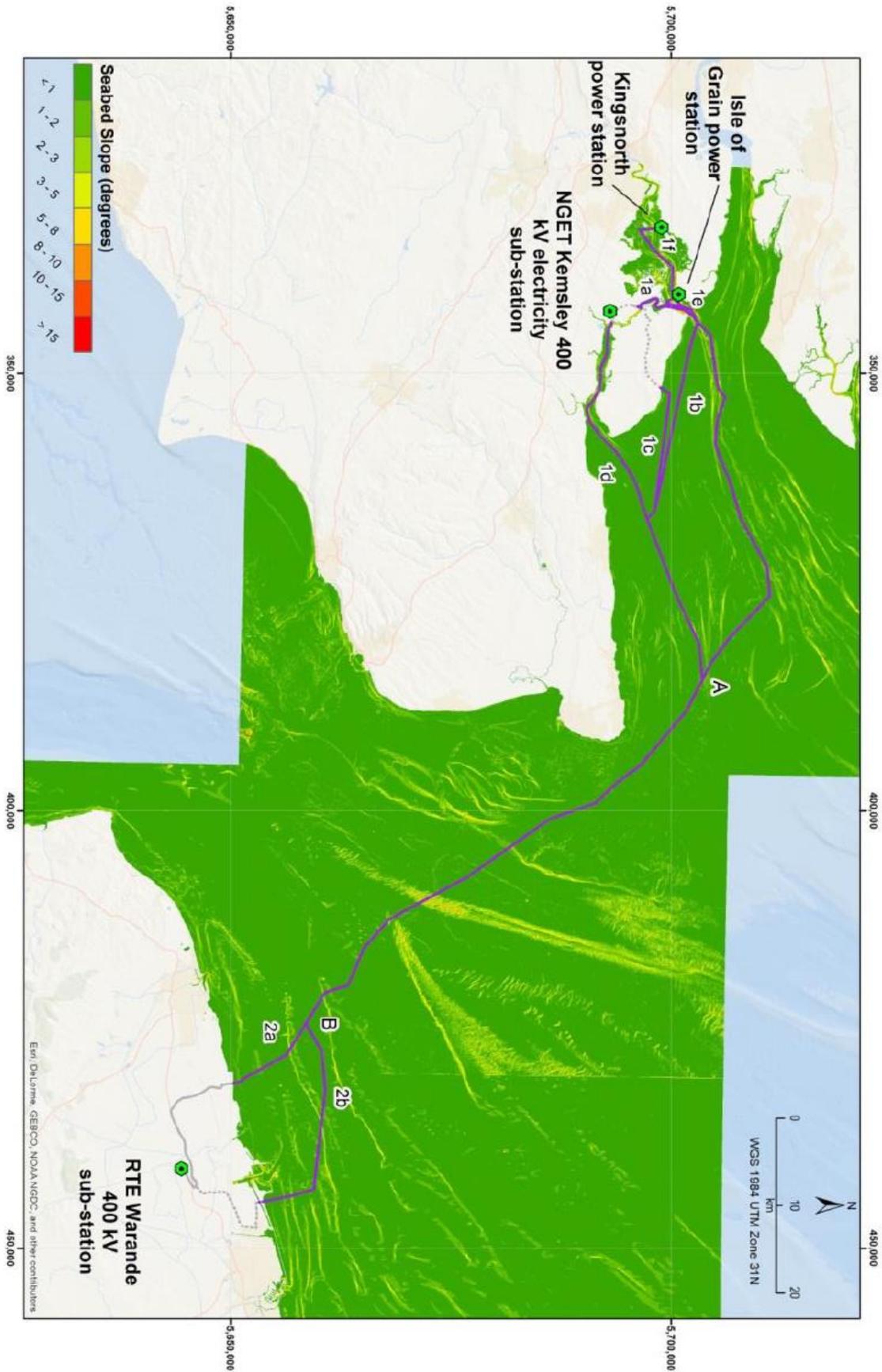


Figure 96 : Tracé du câble sous-marin - Carte des contraintes environnementales (1 sur 2)

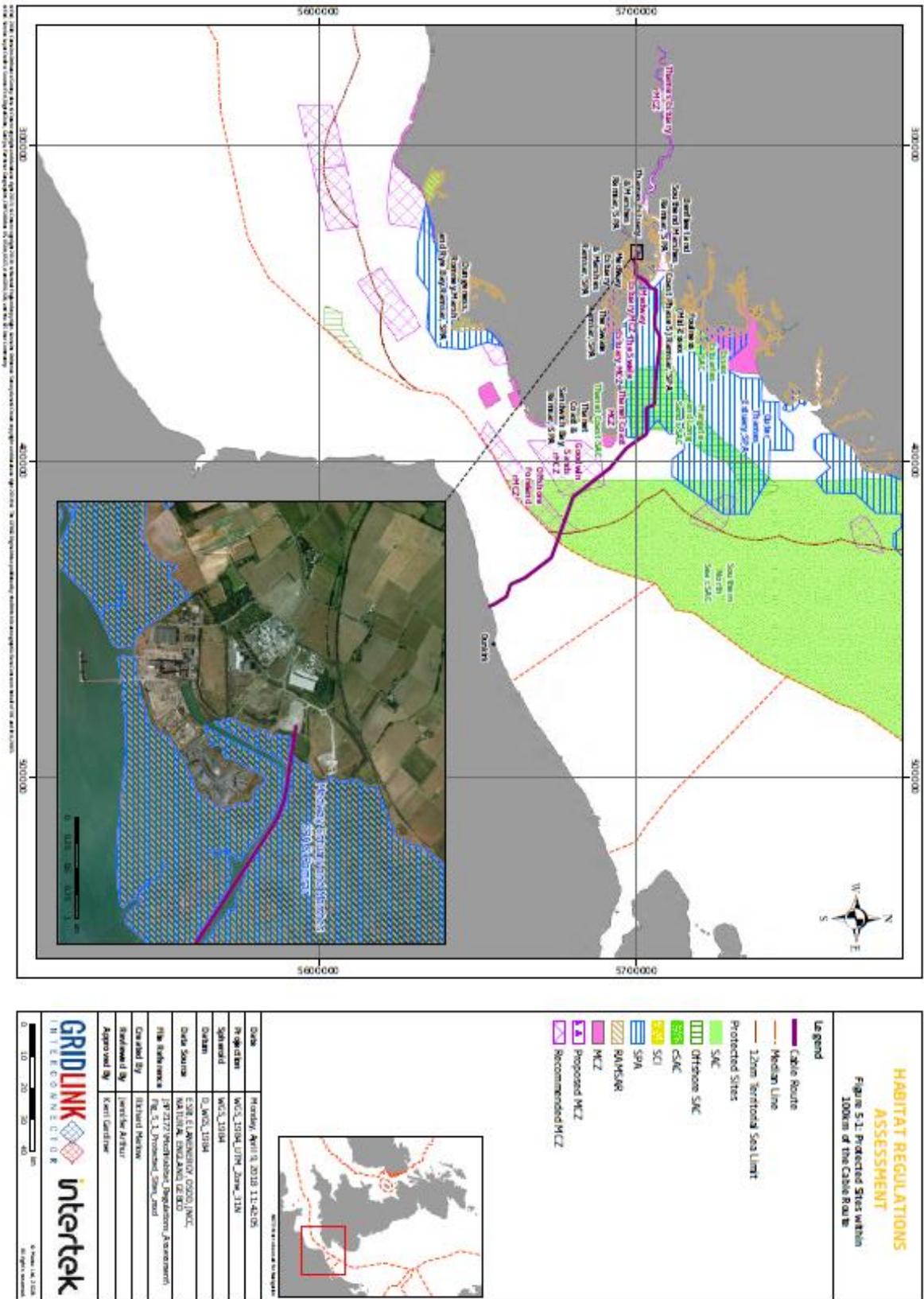
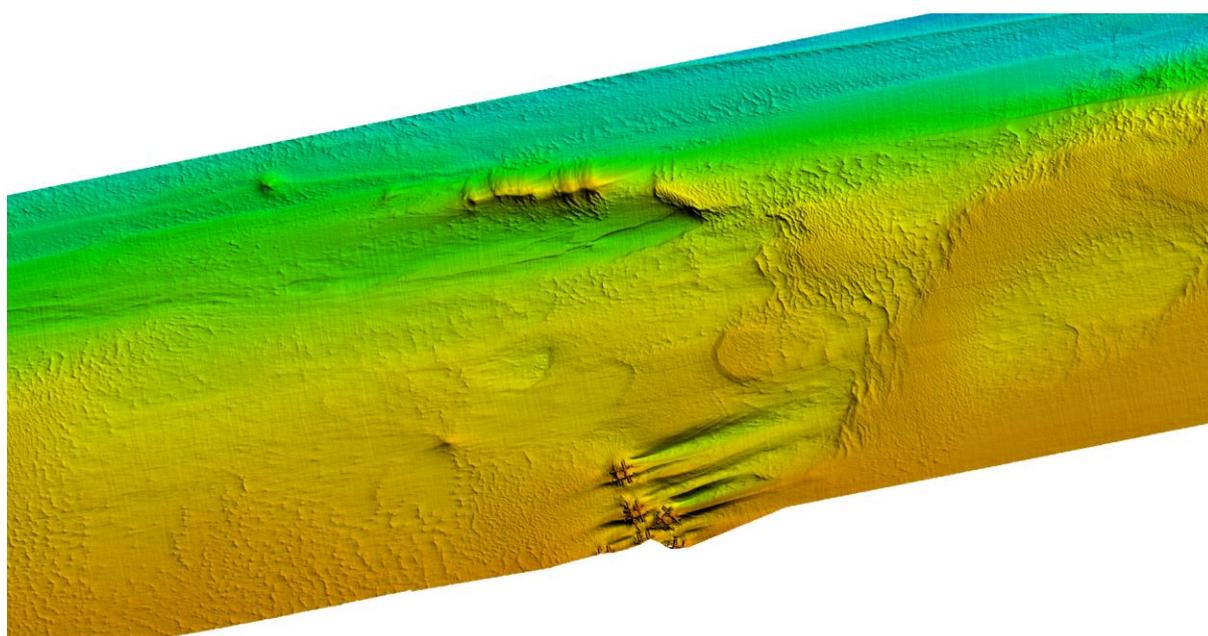
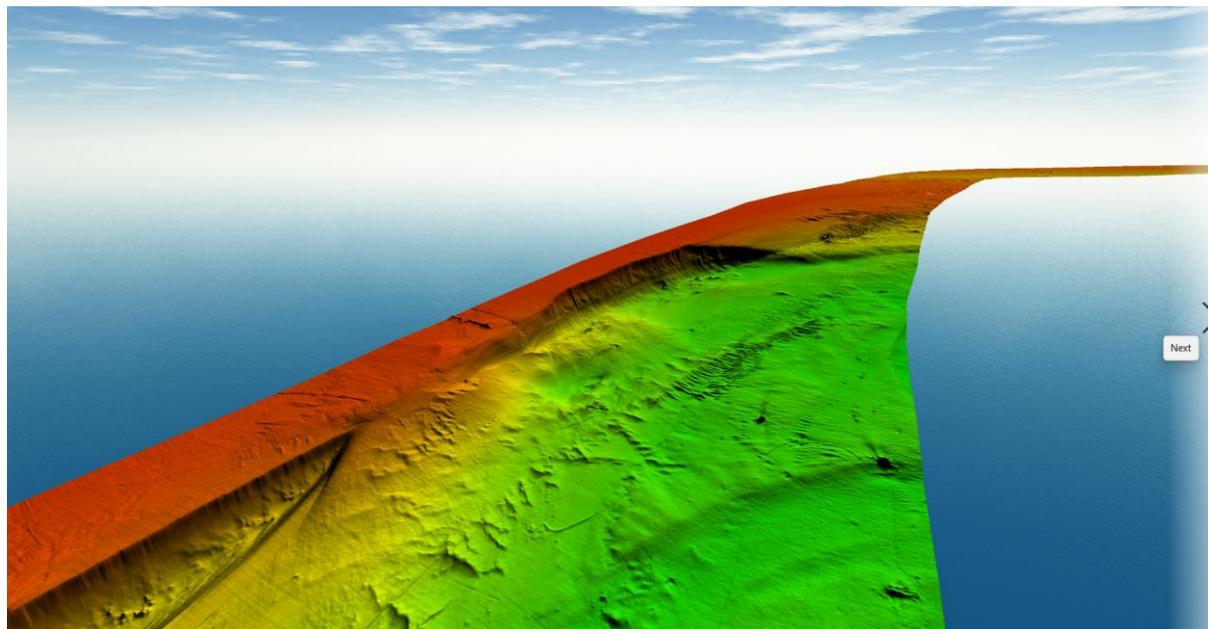


Figure 98 : Sélection des images à faisceaux multiples prises le long du tracé maritime



14.15. Croisements des pipelines et des câbles en mer

Le câble sous-marin croisera plusieurs câbles sous-marins existants. Si la structure à croiser repose sur la surface du fond marin, un matelas de roche sera posé soigneusement sur cette structure afin de la protéger. Les câbles de GridLink seront ensuite amenés à la surface du fond marin, au niveau du point de croisement, puis seront déposés sur le matelas de roche. Un autre matelas sera ensuite posé sur les câbles de Gridlink afin de les protéger. La Figure 99 illustre la technique. Il est également possible d'assurer une protection grâce des techniques de précisions de dépose de pierres comme illustré à la Figure 100.

Figure 99 : Pose en J du matelas de béton

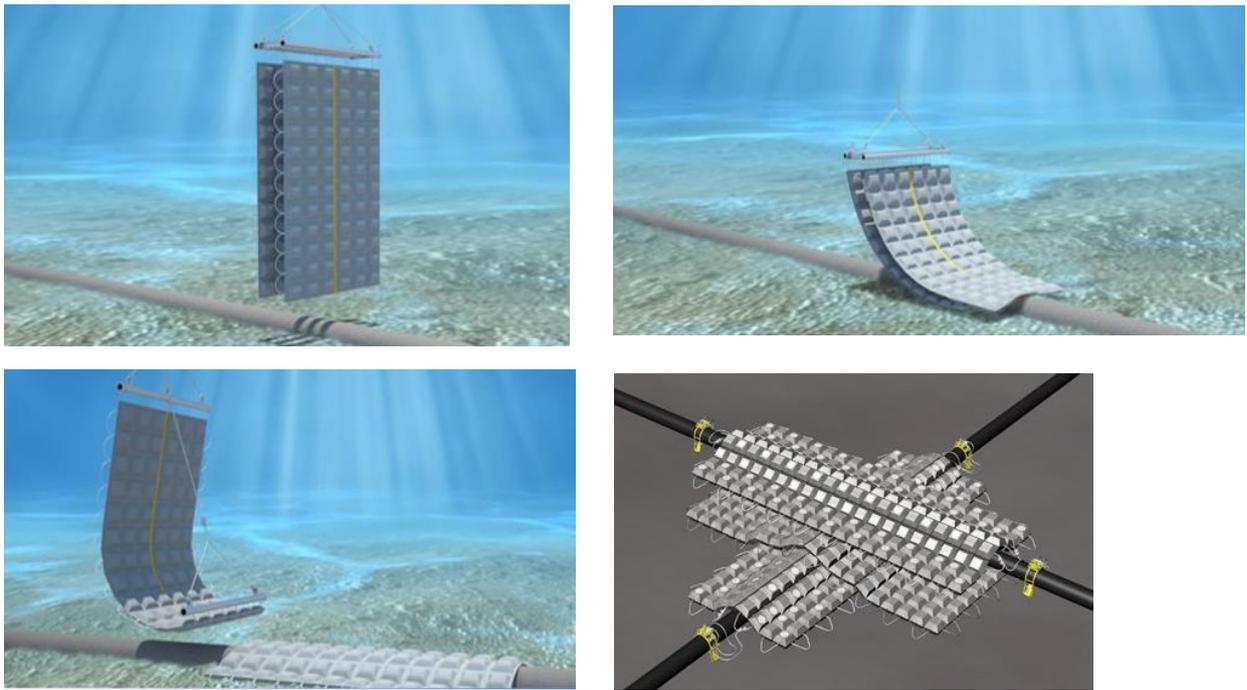
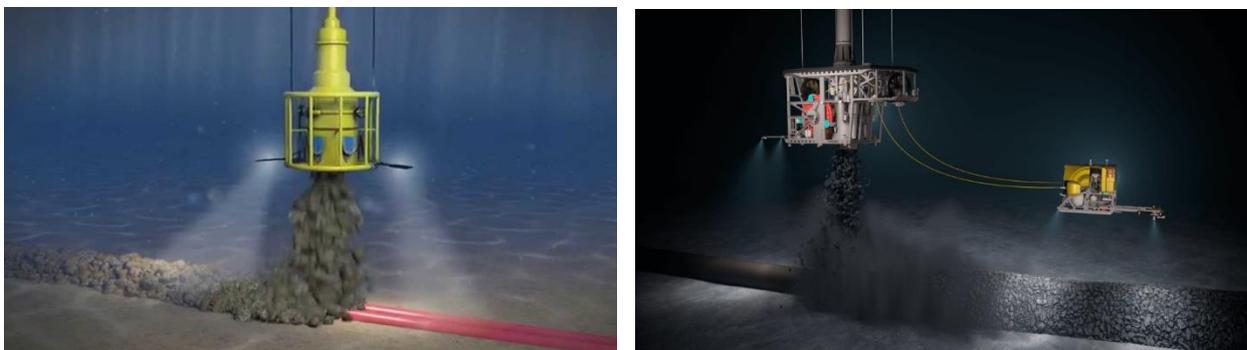


Figure 100 : Techniques de précision dépose de pierres



14.16. Accords pour le croisement, la proximité et la découpe

Avant cette étude, GridLink a réalisé une recherche documentaire pour identifier les actifs de tiers que le câble de GridLink pourrait croiser ou dont il pourrait s'approcher. Cette recherche supplémentaire a identifié des actifs hors service qui pourraient être coupés au lieu d'être croisés.

Trente-quatre actifs tiers ont été identifiés avec certitude le long du tracé du câble sous-marin en menant des recherches auprès de sources d'information publiques, en vérifiant les conflits avec le Crown Estate (Domaine royal), en consultant les propriétaires d'actifs existants et grâce au levé géophysique marin :

- 1 câble d'interconnexion en service ;
- 6 câbles d'exportation de parc éolien en service (sur deux rangées) ;
- 5 câbles de télécommunications en service ;
- 22 câbles historiques/hors service.

En plus, le levé géophysique marin a mis en lumière 11 anomalies du fond marin qui pourraient être des câbles historiques/hors service inconnus.

GridLink a accepté, par principe, des accords de croisement/découpe avec toutes les parties et, ces accords devraient être signés d'ici décembre 2020.

14.17. Évaluation du risque lié à la profondeur d'enfouissement des câbles

Suite au relevé en mer et les analyses en laboratoire des échantillons de sols, Intertek a préparé une évaluation du risque lié à la profondeur d'enfouissement.

Cette analyse vise à établir la profondeur d'enfouissement appropriée des câbles pour garantir un niveau de protection adéquat contre les ancrages ou les activités de pêche.

Cette analyse est essentielle car elle permet à l'entrepreneur chargé de la pose des câbles de déterminer quels sont les outils nécessaires pour atteindre les profondeurs d'enfouissement indiquées.

Le rapport et l'analyse consécutive ont été préparés conformément aux « Directives pour la préparation de la profondeur d'enfouissement des câbles, Spécification pour la profondeur d'abaissement, Carbon Trust CTC835 ».

Les résultats indiquent une profondeur d'enfouissement moyenne [REDACTED] une probabilité annuelle de défaillance [REDACTED] et un taux de défaillance sur la durée de vie de 40 ans de [REDACTED]. Lorsque le câble est situé dans des zones considérées à haut risque, il est enterré plus profondément pour réduire en conséquence les probabilités de défaillance.

Une copie de l'évaluation du risque lié à la profondeur d'enfouissement est fournie en Annexe 23Annexe 23.

14.18. Spécifications techniques détaillées

Les spécifications techniques détaillées pour le Lot 1 (convertisseur) et le Lot 2 (câble) sont présentées en détail en Annexe 22.

15. IMPACTS ENVIRONNEMENTAUX

15.1. Impacts environnementaux potentiels

En matière d'impacts environnementaux, les principales caractéristiques du projet sont :

- a) Le câble sous-marin sera enfoui dans le fond marin ; par conséquent, une petite section du fond marin, d'environ 10 m de large, sera perturbée par l'installation du câble sur toute la longueur du tracé. Après l'installation du câble, le fond marin sera remis en état et/ou naturellement restauré à son état antérieur.
- b) Lorsque le câble sous-marin croise d'autres câbles enterrés (trois câbles électriques et cinq câbles de télécommunication), il sera posé sur le fond marin et recouvert d'une couche rocheuse et/ou d'un matelas de béton pour le protéger des ancrages et des filets de pêche. La couche rocheuse/les matelas de béton deviendront des éléments permanents du fond marin, bien qu'une couche de sédiment ou de sable puisse venir les recouvrir.
- c) Aux points de franchissement de la côte en Grande-Bretagne et en France, le câble sous-marin traverse des sites environnementaux protégés et une digue ou un canal maritime. Pour installer les câbles au niveau des points de franchissement de la côte, on utilisera des forages directionnels horizontaux sous les éléments environnementaux sensibles, afin de ne pas perturber la surface terrestre.
- d) Les câbles terrestres seront enterrés ; par conséquent, la tranchée et les travaux de construction temporaires viendront perturber une section de terrain étroite, d'environ 20 m de large, sur toute la longueur des tracés des câbles terrestres. Après l'installation des câbles, les zones de construction temporaires seront remises en état et les tranchées seront remblayées avec la terre végétale afin que le sol puisse être réutilisé comme auparavant. En France, la production agricole en particulier pourra reprendre au-dessus des câbles après l'installation. La restriction permanente des futures activités de développement est limitée à une largeur de 6 m au-dessus des câbles installés.
- e) Pendant l'exploitation, le transport d'électricité par les câbles pourrait provoquer un effet thermique et des champs électromagnétiques (CEM) à proximité des câbles. Toutefois, en raison de la conception du système de câbles, ces effets sont très faibles et limités à la zone environnante immédiate du câble ; il n'existe donc aucun effet important au niveau du fond marin ou à la surface du sol.
- f) Les sites permanents des stations de conversion couvriront environ 4,4 ha et 6,2 ha de terrain industriel en Grande-Bretagne et en France respectivement. Ces sites sont classés industriels à la fois en Grande-Bretagne et en France, le site anglais étant situé au niveau d'une ancienne centrale électrique au charbon (maintenant détruite) et en France, sur une zone désignée Zone des grandes industries (ZGI). Dans les deux cas, les sites des stations de conversion sont situés dans des zones industrielles compatibles à plus de 1 km des zones urbaines.
- g) Les stations de conversion contiennent l'équipement électrique nécessaire pour transformer le niveau de tension et le type de courant électrique transporté par l'interconnecteur. On ne trouve aucune production d'énergie, combustion de carburants ou processus chimique au niveau des stations de conversion ; seul un générateur diesel de secours est présent en cas

de panne du réseau d'électricité local. Par conséquent, les stations de conversion rejettent peu d'émissions dans l'air, ne sont pas très bruyantes, consomment peu d'eau/rejettent peu d'eaux usées, génèrent peu de trafic et ne présentent aucun risque d'accident majeur.

- h) Étant donné que l'infrastructure est installée à la fois en Grande-Bretagne et en France, ce projet est transfrontalier, mais les seuls impacts transfrontaliers potentiels sont des effets localisés de l'installation de câbles à travers la frontière entre les eaux territoriales de la Grande-Bretagne et de la France. Tous les impacts transfrontaliers seront provoqués par les navires d'installation de câbles pendant les activités maritimes ou la mobilisation de sédiments dans la colonne d'eau. Ces impacts seront peu importants.

Par conséquent, les principaux effets environnementaux sous-marins potentiels sont :

- Pendant l'installation du câble sous-marin :
 - Les perturbations provoquées par les navires et la navigation ;
 - Les perturbations de la pêche ;
 - Les perturbations d'espèces protégées ou des éléments désignés des sites protégés par les activités maritimes, le bruit et/ou l'éclairage sous-marins ;
 - Les solides en suspension dans la colonne d'eau et la modification des schémas d'envasement ;
 - Les dommages causés au patrimoine archéologique marin et aux épaves.
- Après l'installation du câble sous-marin :
 - L'affouillement provoqué par les modifications de l'état du fond marin ;
 - Les risques d'accrochage pour les ancres et l'équipement de pêche.

Les principaux effets environnementaux potentiels à terre sont :

- Pendant les travaux de construction :
 - Les perturbations temporaires des terrains par les véhicules de construction et les ouvriers ;
 - La création d'un trafic en raison de la construction ;
 - Le bruit provoqué par les activités de construction ;
 - Les perturbations ou la pollution des watergangs (en France uniquement) ;
 - Les perturbations par les activités d'espèces protégées, le trafic, le bruit et/ou l'éclairage.
- Pendant les activités :
 - Le bruit des activités ;
 - L'impact visuel et paysager des bâtiments de la station de conversion ;
 - La perte de production agricole après la remise en état des tranchées.

GridLink mettra en œuvre des mesures pour éviter, lorsque cela est possible, tout effet environnemental négatif, réduire les effets négatifs qui ne peuvent être évités et, en dernier recours, compenser tous les effets résiduels, dans cet ordre. Par conséquent, un ensemble de mesures d'atténuation a été intégré dans les travaux de planification, de conception et de construction conformément à ce principe.

Ces mesures d'atténuation comprennent :

- Un tracé du câble qui évite ou minimise la section requise dans les éléments environnementaux sensibles et les sites protégés ;
- La conception de croisements de câbles pour minimiser l'exigence de placement de roche et le risque d'affouillement ;
- La sélection de méthodes d'installation des câbles et de mesures d'intervention sur le fond marin qui minimisent les effets sur le fond marin et la suspension des sédiments dans la colonne d'eau, par exemple en interdisant les creusements intensifs dans les zones sensibles ;
- Des forages horizontaux directionnels pour installer des câbles sous les éléments environnementaux sensibles à la surface, y compris aux points de franchissement de la côte, franchissement des routes/voies ferrées/canaux et franchissement de grands watergangs ;
- L'intégration d'un ensemble de bonnes pratiques industrielles internationales dans les activités de construction, y compris pour le contrôle du bruit, l'éclairage du site, la gestion du trafic, l'aire de déchargement temporaire pour la construction, le stockage, le contrôle des substances dangereuses et la gestion des déchets ;
- La définition de normes élevées de conception architecturale et d'aménagement paysager, y compris une couleur et une finition des bâtiments compatibles avec l'environnement alentour ;
- La surveillance de l'environnement, y compris avant et après les travaux d'installation des câbles/de construction afin d'identifier tous les changements provoqués par la mise en œuvre de ce projet ;
- Les procédures de découverte fortuite en cas de découverte d'un patrimoine archéologique, d'épaves ou de munitions non explosées ;
- La relation et l'implication avec les autorités de pêche et de navigation, les autorités environnementales et les groupes d'intérêt dès le début, et tout au long, de la construction pour assurer de bonnes communications avec les parties prenantes.

En intégrant ces mesures d'atténuation dans la phase de conception du projet, aucun effet environnemental significatif ne devrait apparaître pendant les phases de construction ou d'exploitation.

15.2. Sites environnementaux protégés

En France et en Grande-Bretagne, les sites des stations de conversion et les tracés des câbles terrestres sont situés à plus de 10 km de sites terrestres désignés par l'Europe comme importants pour la conservation de la nature.

Le tracé du câble sous-marin traverse l'estuaire de la Medway, l'estuaire de la Tamise et le sud de la Mer du Nord. Le tracé du câble traverse une zone spéciale de protection (ZSP) et une zone d'intérêt spécial pour la conservation (ZISC) dans les eaux territoriales françaises et deux ZSP, deux ZSC et une zone humide d'importance internationale désignée au titre de la Convention de Ramsar (RAMSAR)

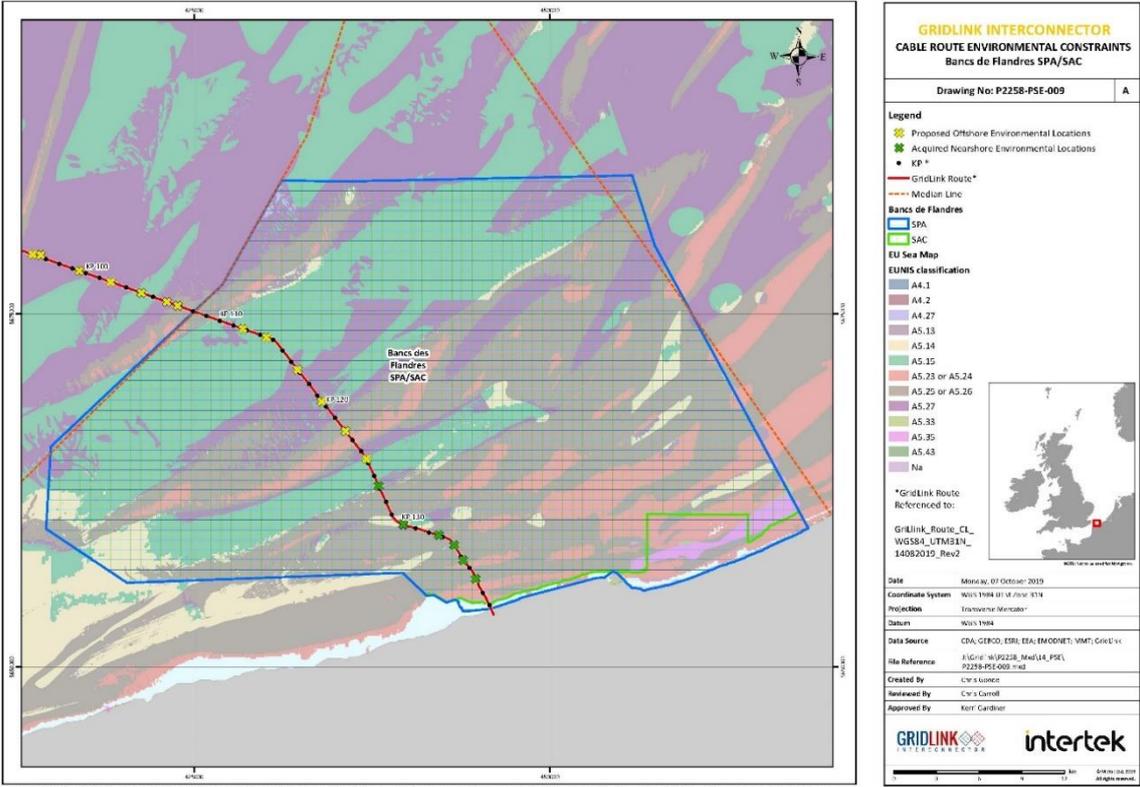
dans les eaux territoriales britanniques. Deux de ces sites sont également désignés comme des sites d'intérêt scientifique particulier (SISP) au titre de la législation britannique. De plus, le tracé du câble sous-marin traverse trois zones de protection marine (ZPM) désignées au Royaume-Uni.

Les zones désignées traversées par le tracé du câble ou situées à moins de 10 km de celui-ci sont résumées dans le Tableau 49. Des cartes des zones désignées traversées par le tracé du câble sous-marin ou situées à moins de 10 km du tracé sont présentées à la Figure 101 (France) et à la Figure 102 (GB).

Tableau 49 : Zones désignées à moins de 10 km du tracé du câble de GridLink

Pays	Site	Désignation	Distance au tracé du câble
FR	Bancs de Flandres	ZSP/ ZISC	Traverse le site sur 31 km
FR	Platier d'Oye	ZSP	9 km
R.-U.	Estuaire et marais de la Medway	ZSP Ramsar SISP	Traverse le site sur 450 m en forage directionnel
R.-U.	Estuaire et marais de la Tamise	ZSP Ramsar SISP	200 m
R.-U.	Benfleet and Southend Marshes	ZSP Ramsar	3 km
R.-U.	Le Swale	ZSP Ramsar	9 km
R.-U.	Île de Foulness (côte moyenne de l'Essex, Phase 5)	ZSP Ramsar	3 km
R.-U.	Côte de Thanet et baie de Sandwich	ZSP Ramsar	15 km 19 km
R.-U.	Sud de la Mer du Nord	ZSC proposée	Traverse le site sur 21 km
R.-U.	Côte de Thanet	ZSC	3 km
R.-U.	Estuaires de l'Essex	ZSC	3 km
R.-U.	Margate and Long Sands	ZSC	Traverse le site sur 21 km
R.-U.	Estuaire extérieur de la Tamise	ZSP	Traverse le site sur 49 km
R.-U.	Estuaire de la Medway	ZPM	Traverse le site sur 12 km
R.-U.	Estuaire de Swale	ZPM	1,5 km
R.-U.	Côte de Thanet	ZPM	1,5 km
R.-U.	Banc de Goodwin	ZPM	Traverse le site sur 9,5 km
R.-U.	Offshore Foreland	ZPM	Traverse le site sur 5 km
R.-U.	Estuaire de la Tamise	ZPM	4,5 km

Figure 101 : Sites NATURA 2000 et zones de protection marine à moins de 10 km du tracé du câble sous-marin en France

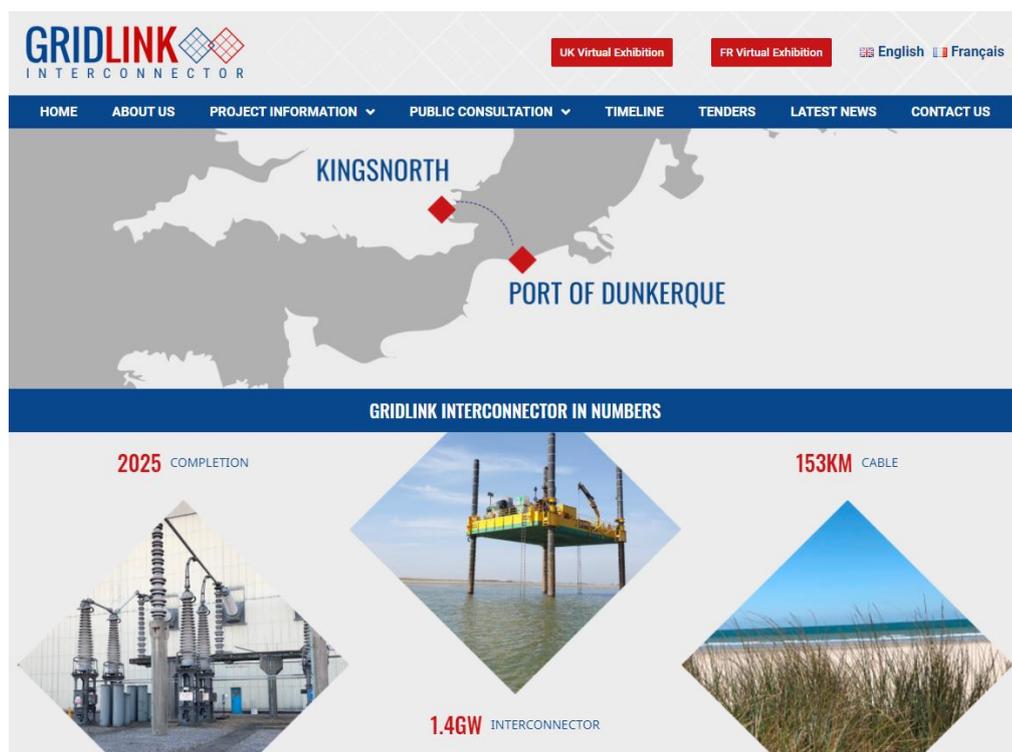


16. SITE INTERNET DE LA SOCIÉTÉ

16.1. Adresse et contenu du site Internet

GridLink a mis en ligne un site Internet dédié à l'adresse suivante www.gridlinkinterconnector.com avec une adresse de messagerie dédiée que le grand public peut utiliser : info@gridlinkinterconnector.com. GridLink exploitera et s'occupera de ce site Internet et de l'adresse de messagerie pendant toute la durée du projet. Une capture de la page d'accueil du site est présentée à la Figure 103.

Figure 103 : Capture de la page d'accueil du site Internet de GridLink



IMPROVING THE SUPPLY OF ELECTRICITY IN EUROPE

GridLink interconnector is a new 1.4GW high voltage electricity interconnector between UK and France helping each country to meet its energy needs for the next 25 years.

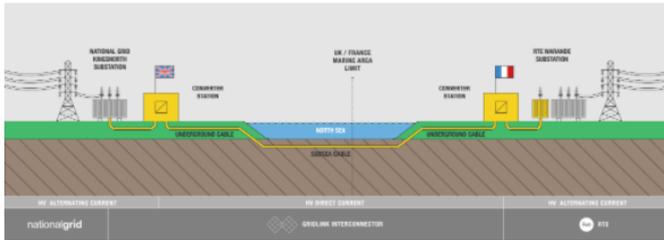
Once operational, GridLink will transport sufficient electricity to supply 2.2 million households in France and the UK.

Introducing GridLink

GridLink is a significant new infrastructure project that will lay two High Voltage Direct Current (HVDC) cables under the sea to connect Dunkerque in France and Kingsnorth in UK.

Its total subsea route length will be 137km, making it one the shortest interconnectors between UK and Europe. GridLink is a major step forward in addressing UK and France's future energy needs.

GridLink has been selected as a Project of Common Interest (PCI) by the European Commission. PCIs are key cross border infrastructure projects that link the energy systems of European countries to help achieve energy policy and climate change objectives. As a PCI, GridLink has also been successful in securing a development funding grant of up to €15.1 million from the Connecting Europe Facility, a European funding initiative developed to direct investment into strategic infrastructure projects.



Why build an interconnector?

Interconnectors improve the connection of power producers to consumers, including enhancing the distribution of renewable energy and providing security in case of any interruptions to electricity supply caused by weather conditions, difficulties at electricity producers or faults on the network. As a result, it will also help lower the cost of electricity for consumers, industry and business.

The interconnector will also make a sizeable contribution to reducing carbon emissions by enabling the displacement of fossil fuels by other sources of energy. The projected reduction is up to 20 million tonnes of CO₂ over the lifetime of the project.

LATEST NEWS



PROJECT OF COMMON INTEREST



LE RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ



CONTACT US



Copyright GridLink Interconnector 2020. All rights reserved.

Contact Us

Latest News



Co-financed by the Connecting Europe Facility of the European Union

Un onglet du site Internet est spécifiquement consacré à la consultation publique avec documents, dossiers et informations de contact. Les documents disponibles sur le site Internet seront mis à jour lors de tout événement important du projet. Les versions des documents seront mises à jour si possible. Les principales caractéristiques du site Internet comprennent :

- Accessibilité dans deux langues (français et anglais) ;
- Renseignements sur le promoteur du projet ;
- brochures d'information, prospectus, résumés non techniques et autres informations sur le projet
- Informations sur le calendrier de mise en œuvre, le planning pour l'octroi des autorisations et le calendrier des consultations publiques ;
- Renseignements sur les procédures de consultation menées en France et en Grande-Bretagne ;
- Hébergement des expositions virtuelles ;
- Possibilité de télécharger les informations et la documentation sur le projet ;
- Liens vers d'autres sites Web pertinents
- Dernières actualités sur les derniers développements
- Formulaire Contactez-nous

Le site Internet est contrôlé et amélioré en continu afin que l'accès et l'expérience de l'utilisateur soient simples et intuitifs.

16.2. Page Web pour la procédure de consultation publique

Un site Web a été créé spécifiquement pour chaque étape des consultations publiques, à la fois en France et en Grande-Bretagne. Une capture de la page créée pour la procédure de consultation préalable en France est illustrée à la Figure 104 et la consultation publique en Grande-Bretagne est représentée à la Figure 105.

Figure 104 : Page Web créée pour la consultation préalable en France



The screenshot shows the GridLink website interface. At the top left is the GridLink logo with the tagline 'INTERCONNECTOR'. To the right are two buttons for 'UK Virtual Exhibition' and 'FR Virtual Exhibition', along with language selection for 'English' and 'Français'. A dark blue navigation bar contains links for 'HOME', 'ABOUT US', 'PROJECT INFORMATION', 'PUBLIC CONSULTATION', 'TIMELINE', 'TENDERS', 'LATEST NEWS', and 'CONTACT US'. Below the navigation bar is a large image of power line towers against a purple sky. The main content area features the heading 'PUBLIC CONSULTATION RELATED TO PERMIT APPLICATIONS IN FRANCE'. The text explains that public consultations are a key part of the project's commitment to engaging stakeholders. It mentions that preliminary consultations were completed in March 2018, and full public consultations began in September 2019. A list of links to various consultation documents is provided at the bottom.

GRIDLINK
INTERCONNECTOR

UK Virtual Exhibition FR Virtual Exhibition English Français

HOME ABOUT US PROJECT INFORMATION PUBLIC CONSULTATION TIMELINE TENDERS LATEST NEWS CONTACT US

PUBLIC CONSULTATION RELATED TO PERMIT APPLICATIONS IN FRANCE

Public consultations are a key part of our commitment to engaging positively with all stakeholders throughout the development, construction and operation of the GridLink project in France. We welcome the contributions from the public consultations, and intend to take all comments and recommendations into account in our planning, design and implementation of the GridLink project.

After the preliminary consultation was completed in March 2018, GridLink carried out a range of land and seabed surveys, engineering studies and regulatory procedures. During this interim period, we carried out meetings with key interest groups to inform them of progress and the updated schedule for implementing the lessons learned for public consultation.

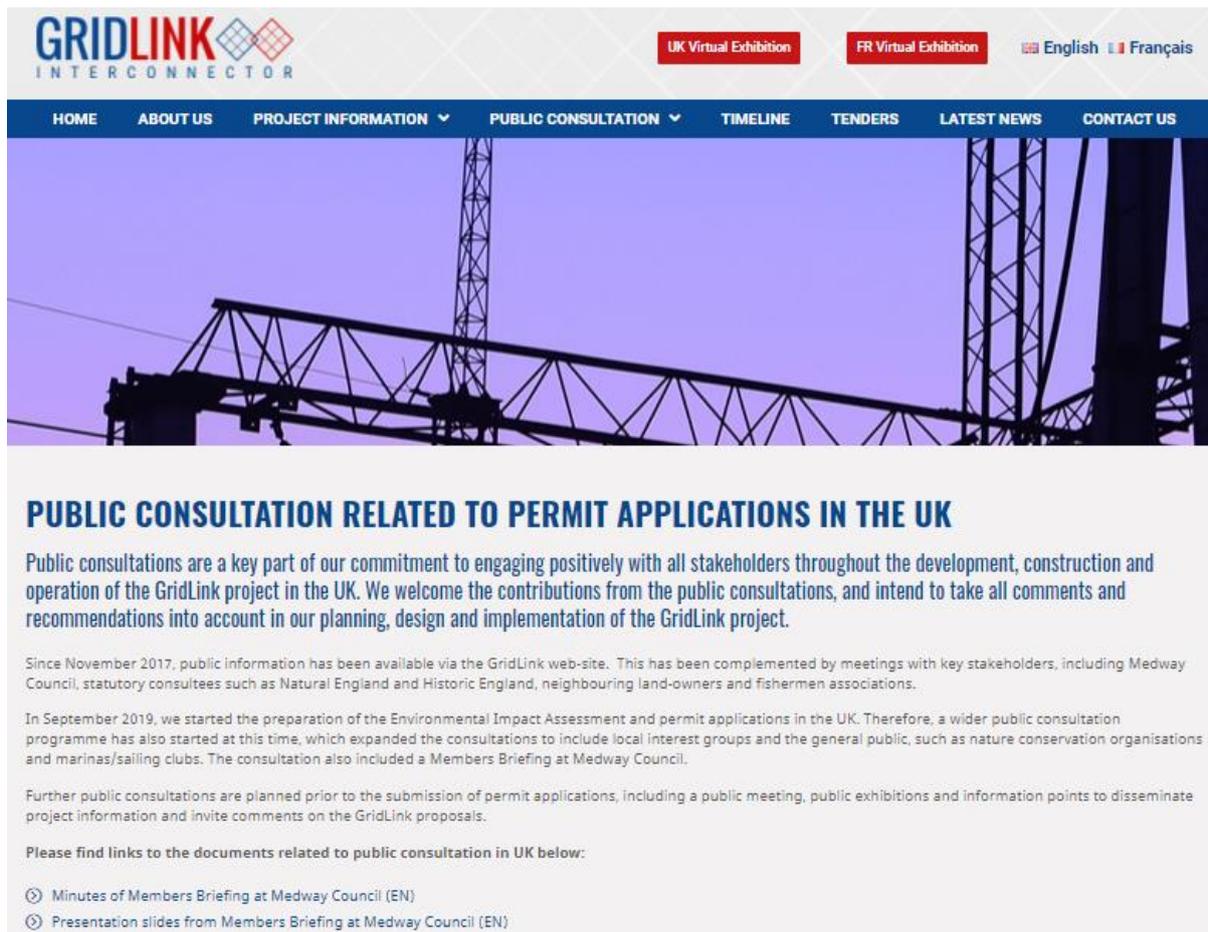
In September 2019, we started the preparation of the Environmental Impact Assessment and permit applications in France. Therefore, the full public consultation programme has also started at this time in accordance with the results of the preliminary consultation.

Further public consultations are planned prior to the submission of permit applications, including public meetings, thematic meetings and distribution of information about the GridLink proposals to local residents.

Please find links to the documents related to public consultation in France below:

- Minutes of meeting with AQUANORD (FR)
- Minutes of meeting with ADELFA (Assemblée de défense de l'environnement du littoral Flandre-Artois) (FR)
- Minutes of meeting with freshwater fishermen (FR)
- Minutes of meeting with chamber of agriculture (FR)
- Minutes of meeting with professional fishermen (FR)
- Presentation slides from interim consultation meetings (FR)
- Minutes of meeting with ville de Bourbourg (FR)
- Minutes of meeting with ville de Loon-Plage (FR)
- Minutes of meeting with ville de Mardyck (FR)
- Minutes of meeting with ville de Craywick (FR)
- Minutes of meeting with communauté urbaine de Dunkerque (FR)
- Minutes of meeting with professional fishermen (FR)
- Minutes of meeting with l'ADELFA (Assemblée de défense de l'environnement du littoral Flandres Artois) (FR)
- Minutes of meeting with conseil de développement Grand Port Maritime de Dunkerque (FR)
- Presentation slides from consultation meetings (FR)
- Minutes of public meeting at Loon Plage (FR)
- Minutes of public meeting at Bourbourg (FR)
- Presentation slides from public meetings (FR)

Figure 105 : Page du site Internet créée pour la consultation préalable en Grande-Bretagne



The screenshot shows the top section of the GridLink website. At the top left is the logo for 'GRIDLINK INTERCONNECTOR'. To the right are two red buttons for 'UK Virtual Exhibition' and 'FR Virtual Exhibition', followed by language options for 'English' and 'Français'. Below this is a dark blue navigation bar with white text for 'HOME', 'ABOUT US', 'PROJECT INFORMATION', 'PUBLIC CONSULTATION', 'TIMELINE', 'TENDERS', 'LATEST NEWS', and 'CONTACT US'. The main content area features a large image of power line towers against a purple sky. Below the image is a section titled 'PUBLIC CONSULTATION RELATED TO PERMIT APPLICATIONS IN THE UK'. The text explains the project's commitment to public consultation and provides details about consultations in 2017 and 2019. It also lists planned future consultations and provides links to documents related to a 2019 members briefing at Medway Council.

GRIDLINK
INTERCONNECTOR

UK Virtual Exhibition FR Virtual Exhibition English Français

HOME ABOUT US PROJECT INFORMATION PUBLIC CONSULTATION TIMELINE TENDERS LATEST NEWS CONTACT US

PUBLIC CONSULTATION RELATED TO PERMIT APPLICATIONS IN THE UK

Public consultations are a key part of our commitment to engaging positively with all stakeholders throughout the development, construction and operation of the GridLink project in the UK. We welcome the contributions from the public consultations, and intend to take all comments and recommendations into account in our planning, design and implementation of the GridLink project.

Since November 2017, public information has been available via the GridLink web-site. This has been complemented by meetings with key stakeholders, including Medway Council, statutory consultees such as Natural England and Historic England, neighbouring land-owners and fishermen associations.

In September 2019, we started the preparation of the Environmental Impact Assessment and permit applications in the UK. Therefore, a wider public consultation programme has also started at this time, which expanded the consultations to include local interest groups and the general public, such as nature conservation organisations and marinas/sailing clubs. The consultation also included a Members Briefing at Medway Council.

Further public consultations are planned prior to the submission of permit applications, including a public meeting, public exhibitions and information points to disseminate project information and invite comments on the GridLink proposals.

Please find links to the documents related to public consultation in UK below:

- Minutes of Members Briefing at Medway Council (EN)
- Presentation slides from Members Briefing at Medway Council (EN)

17. CONSULTATIONS PUBLIQUES ET INFORMATIONS PUBLIQUES

17.1. Consultations publiques en France

En vertu de l'article R121-2 du Code de l'environnement, les propositions de lignes électriques à haute tension d'une longueur supérieure à 10 km et conçues pour fonctionner à plus de 400 kV doivent faire l'objet de consultations publiques dans le cadre de la Commission nationale du débat public (CNDP).

La CNDP nomme un garant pour superviser une concertation préalable, qui se compose de réunions publiques, de réunions thématiques avec des groupes de parties prenantes intéressées et de réunions d'information générales du public.

Conformément à l'article L121-8 du Code de l'environnement et des bonnes pratiques industrielles en France, le champ d'application complet du projet a été intégré dans la concertation préalable, y compris les composantes marines et terrestres du projet qui comprennent la station de conversion, le câble CC HT marin et le câble CC HT terrestre qui seront construits par GridLink, conjointement au câble CA HT terrestre et à l'extension de la sous-station de Warande qui sera réalisée par RTE. GridLink et RTE ont participé conjointement à la planification, la préparation des documents de consultation publique et aux discussions avec la CNDP, et les deux parties ont assisté aux réunions publiques et aux réunions thématiques. Par conséquent, tous les éléments du projet ont été présentés en même temps au public pendant la consultation préalable.

Les dates de la consultation préalable ont été décidées afin de coïncider avec les consultations relatives au projet CAP 2020 du Grand Port Maritime de Dunkerque. Il s'agit d'un projet à grande échelle qui verra l'extension des activités et des opérations du port de Dunkerque. Les dates choisies pour ces réunions de consultation ont permis de transmettre au public les informations sur le projet GridLink dans le contexte du développement futur d'un ensemble plus vaste. Le débat public CAP 2020 s'est déroulé entre le 18 septembre et le 22 décembre 2017. Par conséquent, la consultation préalable relative au projet GridLink a été organisée entre le 27 novembre 2017 et le 12 janvier 2018 pour coïncider en grande partie avec cette période.

Une synthèse de la procédure de consultation préalable est présentée dans le Tableau 50 ci-dessous.

Tableau 50 : Procédure de consultation préalable pour le projet GridLink

Sujet	Date
Dossier de saisine	26/07/2017
Nomination du garant	26/07/2017
Dossier de concertation	08/11/2017
Activités de consultation préalable (réunions, etc.)	27/11/2017 au 12/01/2018
Bilan du garant sur la consultation préalable	07/02/2018
Dossier des enseignements	29/03/2018

En matière d'information et de participation du public, la procédure de consultation préalable a appliqué les méthodes suivantes :

- mise en place de points d'information et publications dans les journaux locaux au début du mois de décembre 2017 afin d'informer la population de la tenue des réunions publiques ;
- mise à disposition dans les points d'information de prospectus sur les réunions publiques, de brochures sur le projet et de copies du dossier de consultation : 5 points d'information ont été installés dans les mairies de Dunkerque, Loon-Plage, Craywick, Bourbourg et Mardyck ;
- organisation de réunions publiques ouvertes à tous : 2 réunions ont été organisées à Loon-Plage et Bourbourg ;
- organisation de tables rondes thématiques sur invitation avec des groupes de parties prenantes intéressées : 5 tables rondes ont été organisées avec la communauté locale et les organisations environnementales ;
- mise en place d'une ligne téléphonique dédiée (hotline) pour les demandes et les réclamations ;
- création d'un site Internet (www.gridlinkinterconnector.com) pour le partage électronique des documents, le téléchargement d'informations et la possibilité de poser une question et de donner un avis par le biais de la section contact par e-mail avec les maîtres d'œuvre.

Une synthèse des activités de consultation préalable est présentée dans le Tableau 51. Après la clôture de la consultation publique, la CNDP a publié sa décision le 7 février 2018 en confirmant que :

- les consultations ont été menées conformément aux exigences statutaires ; et que
- aucune enquête publique n'était nécessaire.

Le dossier des enseignements a été publié par GridLink sur son site Internet le 29 mars 2018 et donne une vue générale des engagements de GridLink par rapport aux consultations publiques et à l'implication continue des parties prenantes.

Une copie du rapport du garant sur la consultation préalable est fournie en Annexe 10. Une copie du dossier des enseignements identifiant les leçons apprises et les recommandations pour les consultations publiques organisées pendant les procédures d'octroi des autorisations est jointe en Annexe 11.

Le dossier des enseignements comprenait l'engagement d'organiser d'autres réunions publiques et thématiques au moment du démarrage de l'étude d'impact lorsque les premiers résultats seront disponibles et avant le dépôt du dossier pour le permis de développement. Ces engagements ont été respectés en organisant d'autres réunions publiques et thématiques en juin-juillet 2018, novembre-décembre 2019 et octobre 2020.

Tableau 51 : Activités de concertation préalable pour le projet GridLink jusqu'au 12/01/2018

Activité	Nombre	Lieu	Date	Participants
Points d'information	5	Loon-Plage Bourbourg Craywick Dunkerque Mardyck	27/11/2017 au 12/01/2018	-
Avis dans des journaux locaux	2	Le Phare La Voix du Nord	01/12/2017 05/12/2017	-
Réunions publiques	2	Loon-Plage Bourbourg	07/12/2017 10/01/2018	6 20
Réunions thématiques	5	Conseil de développement du GPMD Association de protection de l'environnement (ADELFA) Représentants du monde agricole Représentants de la pêche professionnelle Association de protection de l'environnement (Virage-Énergie)	07/12/2017 13/12/2017 19/12/2017 19/12/2017 10/01/2018	30 2 10 3 2
Contributions écrites	3	ADELFA M. Nicolet Virage-Énergie	03/01/2018 11/01/2018 12/01/2018	-
Téléchargements depuis le site Internet	373	63 calendriers de réunions 55 brochures sur le projet 53 plans de consultation 39 avis de consultations publiques 38 procès-verbal de la réunion publique à Loon-Plage 28 prospectus 28 avis dans le journal Le Phare 25 procès-verbal de la réunion au conseil de développement du GPMD 17 procès-verbal de la réunion avec les représentants agricoles 16 procès-verbal de la réunion avec les représentants de la pêche 11 procès-verbal de la réunion avec les associations de protection de l'environnement	27/11/2017 au 12/01/2018	-
Questions via la section contact du site Internet	5	Michel Mariette, ADELFA	22/12/2017	-
Assistance téléphonique	1	Actinium Dunkerque	12/01/2018	-
Articles dans les journaux	1 1	Le Phare Nouvelles du Web : Le Phare	27/12/2017	-

17.2. Consultations publiques en Grande-Bretagne

Il n'existe aucune procédure officielle de consultation publique au Royaume-Uni. La consultation publique et l'information sont définies par le promoteur du projet en fonction des exigences au cas par cas des autorités compétentes en matière de permis de développement.

Les consultations publiques ont commencé en juin 2018 et se poursuivront tout au long des procédures d'octroi des autorisations, de développement et de construction du projet.

Les principales parties prenantes ont été consultées régulièrement par le biais de réunions d'information, y compris les associations de pêcheurs et les représentants élus du Conseil de Medway.

Le site Internet (www.gridlinkinterconnector.com) était également disponible pendant cette période pour le partage électronique de documents, le téléchargement d'informations et la possibilité de poser une question et de donner un avis par le biais de la section de contact par e-mail des maîtres d'œuvre.

En septembre 2020, GridLink a organisé des consultations publiques préalables au dépôt du dossier pour fournir des informations et avoir l'avis des parties prenantes avant de déposer la demande de planification et la demande d'autorisation maritime en octobre 2020. En raison des restrictions liées à la COVID-19, les consultations publiques se sont déroulées sur une plate-forme virtuelle, y compris :

- une exposition virtuelle ;
- une session de discussion en direct ;
- une réunion publique en ligne.

Deux points d'information ont également été mis en place pour fournir des copies papier des principaux documents dans un grand centre commercial local (Dockside Outlet Retail Centre) et un parc naturel (Riverside Country Park).

Voici le lien de l'exposition virtuelle : <https://gridlinkinterconnector.com/virtual-exhibition/>

GridLink a utilisé les consultations publiques comme une composante essentielle de la participation des parties prenantes. Les consultations publiques ont été conçues pour respecter :

- a) La déclaration de participation communautaire de Medway (« Medway Statement of Community Involvement ») (septembre 2014, tel que révisée en août 2020), publiée par le Conseil de Medway ;
- b) Le Règlement (UE) No 347/2013 du Parlement européen et du Conseil concernant la liste de l'Union de projets d'intérêt commun (dénommé « Règlement RTE »), conformément aux orientations britanniques et au manuel des procédures du Règlement RTE UE 347/2013 :

Le processus d'autorisation des Projets d'intérêt commun au R.-U. (mai 2014), publié par le Ministère de l'énergie et du changement climatique.

Les activités des consultations publiques sont résumées dans le Tableau 52.

Les consultations avec les groupes de parties prenantes sont résumées dans le Tableau 53. Ces groupes de parties prenantes représentent un large éventail d'intérêts en matière de réglementations, d'environnement, de communautés locales et de publics, qui pourraient éventuellement être affectés par le projet GridLink.

Tableau 52 : Activités de consultation publique au R.-U.

Activité	Description	Calendrier
Réunion publique	Réunion publique en ligne	11 septembre 2020
Exposition publique	Exposition publique virtuelle via le site Internet de GridLink	Du 28 août 2020 au 31 janvier 2021
Points d'information	Deux points d'information fournissant des prospectus, brochures d'information et résumés non techniques à lire et/ou à emporter à : <ul style="list-style-type: none"> • Dockside Outlet Retail Centre, Île Sainte-Marie • Riverside Country Park, Rainham 	Du 28 août au 11 septembre 2020
Assistance téléphonique	Ligne téléphonique dédiée pour les questions du public général	Du 28 août au 11 septembre 2020
Groupe directeur du plan de quartier de Hoo St Werbergh et Chattenden	Téléconférence	26 août 2020
Représentants élus du Conseil de Medway	Briefing des membres	28 octobre 2019
	Briefing des membres	26 février 2019
Site Internet	Des informations sur le projet et des points de contact pour les questions ou demandes via le formulaire Contactez-nous sont disponibles à l'adresse suivante : www.gridlinkinterconnector.com	À partir du 27 novembre 2017

Tableau 53 : Groupes de parties prenantes consultés par GridLink

Groupe	Partie prenante
Résidents	Hoo St Werburgh Propriétés individuelles dans la zone environnante de Kingsnorth Communautés étendues le long de l'estuaire de la Medway
Conseils communautaires locaux	Conseil paroissial de Hoo St Werburgh
Autorités locales	Conseil de Medway
Autorités régionales	Conseil régional du Kent
Autorités compétentes pour les permis de développement	Conseil de Medway Marine Management Organisation (MMO) Crown Estate Environment Agency Lower Medway Internal Drainage Board
Propriétaires terriens	Uniper UK Ltd
Autorités de navigation maritime/capitaines de port	Peel Ports (Port de Sheerness) Port of London Authority (PLA)
Organes consultatifs officiels pour les évaluations environnementales	Joint Nature Conservation Committee (JNCC) Centre for Environment, Fisheries and Aquaculture Science (CEFAS) Natural England Environment Agency Historic England Maritime and Coastguard Agency Trinity House Ministère de la défense du R.-U. Oil & Gas Authority (OGA) Offshore Petroleum Regulator for Environment and Decommissioning (OPRED)
Groupes d'intérêt environnementaux	Kent Wildlife Trust Royal Society for the Protection of Birds (RSPB) Whale and Dolphin Conservation Society
Entreprises de pêche commerciale	National Federation of Fishermen's Organisations (NFFO) Kent and Essex Inshore Fisheries & Conservation Authority (KEIFCA) Rochester Oystermen and Floating Fisheries (ROFF) Thanet Fishermen's Association Whitstable Fishermen's Association Swale Fishermen Ltd Harwich Harbour Fishermen's Association Thames Estuary Fishermen's Association Leigh Trawlermen Cooperative
Propriétaires de câbles électriques en mer, tiers	BritNed Development Ltd (BritNed interconnector) NEMO Ltd (NEMO interconnector) Blue Transmission London Array Ltd (London Array windfarm) Balfour Beatty plc (Thanet windfarm) Vattenfall Wind Power Ltd (Kentish Flats windfarm) Vattenfall Wind Power Ltd (Thanet windfarm extension)

Groupe	Partie prenante
Propriétaires de câbles de télécommunication en mer, tiers	Century Link (PEC, Tangerine, Atlantic Crossing - Seg B1) BT (différents câbles hors service/historiques)
Autres dans secteur maritime	British Marine Aggregate Producers Association (BMAPA)
Utilisateurs de loisirs	Clubs de voile Clubs de plongée Marinas

Conformément à l'Article 9(4) du Règlement (UE) No 347/2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes, (Règlement RTE), GridLink a préparé un rapport sur la consultation des parties prenantes et une Déclaration de participation communautaire. Des copies de ces rapports sont disponibles en Annexe 33.

17.3. Plan d'implication des parties prenantes

L'implication des parties prenantes est coordonnée avec les procédures d'obtention des permis de développement et autres activités de développement essentielles pour garantir la cohérence avec l'étude d'impact, les études sur la conception technique et les tracés des câbles, et la signature des contrats d'achat/de servitude des terrains.

L'approche adoptée par GridLink pour impliquer les parties prenantes comprend cinq éléments essentiels :

- impliquer activement les autorités compétentes, les autorités locales et les organes consultatifs officiels ;
- impliquer activement les parties prenantes et les représentants des communautés locales ;
- mener une consultation publique dans le cadre des procédures de permis de développement et d'étude d'impact, y compris une consultation préalable en France et la diffusion publique des rapports d'étude d'impact et des demandes d'autorisation ;
- mettre à disposition des informations pertinentes sur le projet ; et
- mettre en œuvre une procédure de plaintes et de griefs pour documenter tous les problèmes, objections ou plaintes, enquêter sur les motifs de plaintes, identifier les mesures d'atténuation et gérer les réponses transmises aux parties prenantes individuelles impliquées.

Les principaux mécanismes utilisés pour impliquer les parties prenantes sont résumés dans le Tableau 54.

Tableau 54 : Principaux mécanismes d'implication des parties prenantes

Implication des parties prenantes	Principal mécanisme
Information sur le projet	<p>Site Internet du projet</p> <p>Brochure d'information disponible en téléchargement</p> <p>Résumé non technique disponible en téléchargement</p> <p>Autres documents variés sur le projet et archives disponibles pour consultation et/ou téléchargement</p>
Diffusion publique des documents du projet	<p>Publication des demandes de permis de développement dans les journaux locaux</p> <p>Publication du rapport de l'étude d'impact et des demandes d'autorisation dans la section de téléchargement du site Internet du projet</p> <p>Disponibilité des documents du projet au format papier dans des lieux accessibles au public, par ex. : mairies, bibliothèques, etc.</p>
Expositions publiques	Expositions publiques en accord avec les procédures d'autorisation et d'étude d'impact ; en raison des restrictions liées à la COVID-19, les expositions peuvent être virtuelles, selon les besoins
Réunions publiques	Réunions publiques en accord avec les procédures d'autorisation et d'étude d'impact ; en raison des restrictions liées à la COVID-19, les réunions publiques peuvent être virtuelles, selon les besoins
Avis	<p>Formulaire Contactez-nous sur le site Internet du projet</p> <p>Formulaire de retour d'informations lié à l'exposition publique</p>
Plaintes et griefs	Procédure de plaintes et griefs pour documenter, enquêter et répondre aux nouvelles plaintes
Autre	Présentations du projet sur demande aux groupes de parties prenantes ou aux parties intéressées

18. ACCORDS AVEC LES PROPRIÉTAIRES FONCIERS

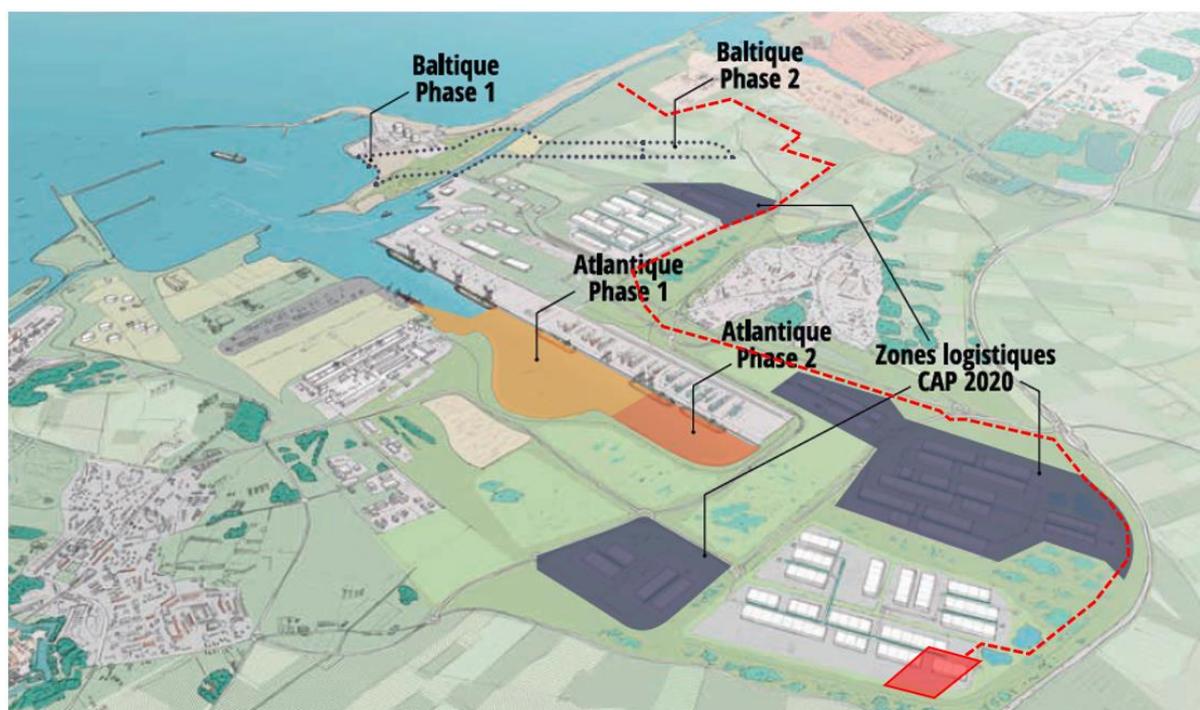
18.1. Accords terrestres FR

GridLink a acquis la totalité des terrains en France. La Figure 106 illustre le tracé du câble terrestre et l'emplacement de la station de conversion.

La station de conversion et le tracé du câble terrestre sont situés sur un terrain appartenant au Grand Port Maritime de Dunkerque (GPMD).

les conditions générales ont été convenues avec le GPMD et un contrat d'option pour un bail de longue durée a été signé le . Cet accord accorde à GridLink une option sur à compter la date de la signature. Une fois conclu, cet accord fournit un bail de pour le site du convertisseur et les servitudes des câbles. Une copie des pages de couverture et de signature du contrat d'option est fournie en Annexe 12Annexe 12.

Figure 106 : Tracé du câble terrestre et site de la station de conversion en France



18.2. Accords terrestres en Grande-Bretagne

En Grande-Bretagne, la station de conversion est située sur une parcelle d'environ 200 ha, comprenant l'ancienne centrale électrique au charbon de 2000 MW de Kingsnorth (voir Figure 107).

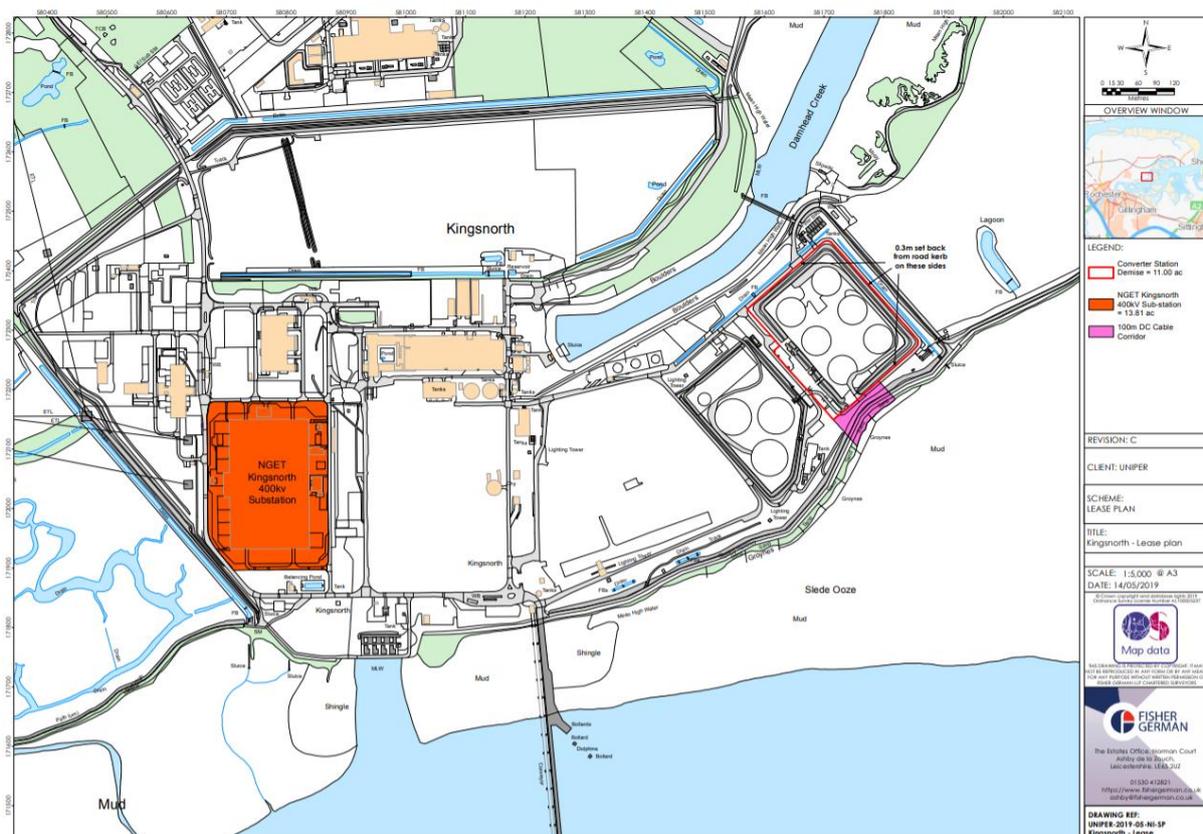
Cette parcelle appartient à Uniper UK Ltd et elle est bordée par :

- le site pour la station de conversion
- l'aire de déchargement temporaire pour la construction
- les sites d'atterrissage des câbles
- la sous-station de NG ESO et
- le tracé du câble terrestre entre le convertisseur et le point de connexion du réseau au niveau de la sous-station de NG ESO

GridLink a signé un contrat d'option avec Uniper [REDACTED]. Cet accord donne à GridLink une option sur [REDACTED] à compter de la date de la signature, pour un entrer dans un bail de [REDACTED]. Ce bail concerne le terrain nécessaire pour la station de conversion, les servitudes des câbles et les zones de construction temporaires.

Une copie des pages de couverture et de signature du contrat d'option avec Uniper est fournie en Annexe 13.

Figure 107 : Tracé du câble terrestre et site de la station de conversion, Uniper



18.3. Autorisations maritimes FR

En France, l'autorisation de poser et d'exploiter un câble dans les eaux territoriales françaises ne s'obtient pas en négociant un accord. Il s'agit d'une procédure, et l'autorisation est donnée par le biais de trois permis distincts accordés conformément à :

- Le droit d'utilisation du domaine public maritime (Code de la propriété des personnes publiques, article R2124-1)
- L'autorisation unique (Ordonnance no 2014-619) et
- La procédure du droit de l'eau (Code de l'environnement, article R214-1)

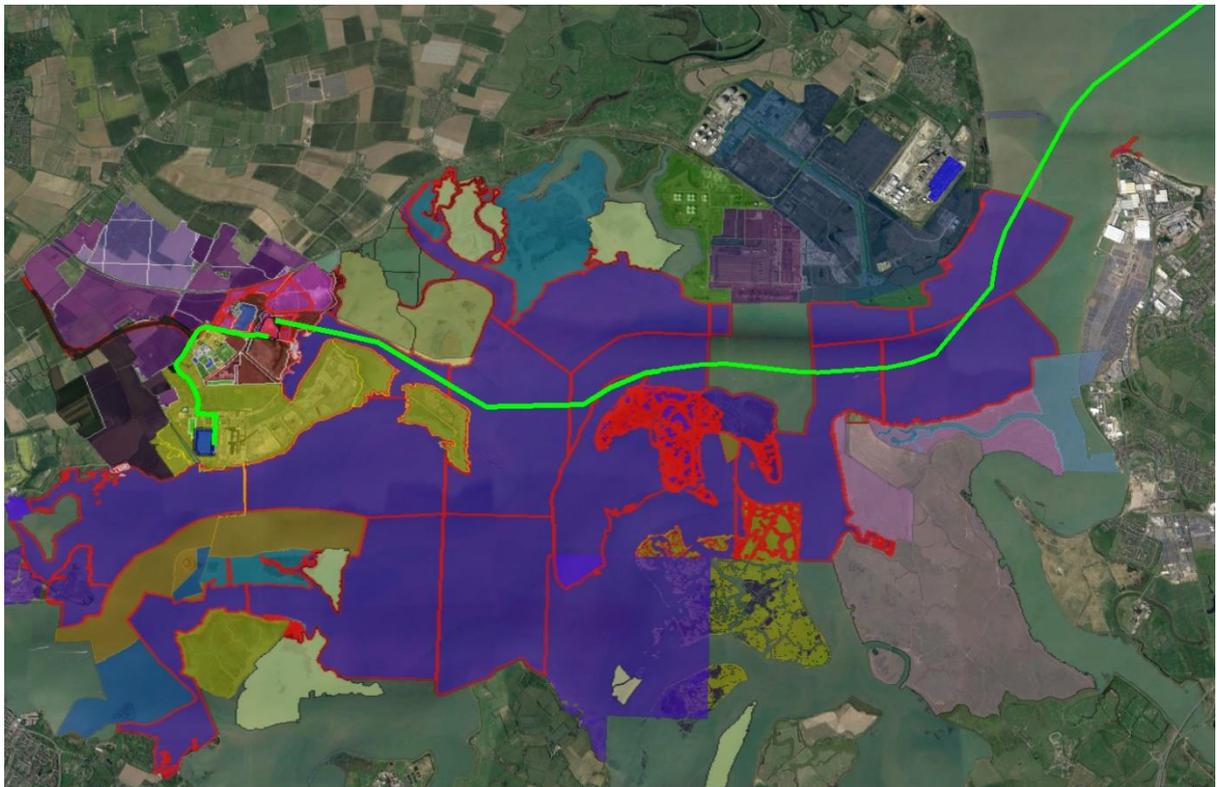
Une demande de permis est déposée après l'étude d'impact environnementale et la consultation des organes consultatifs officiels, notamment le Conseil national de protection de la nature pour les espèces protégées, et la Direction régionale des affaires culturelles pour l'archéologie. GridLink procèdera a une demande de ces permis après avoir terminé l'étude d'impact environnementale.

18.4. Autorisations maritimes GB

Au Royaume-Uni, la majeure partie du fond marin situé dans les eaux territoriales britanniques appartient au Crown Estate. Dans certaines zones, le fond marin appartient à des sociétés privées, voire à des individus. Concernant le tracé du câble sous-marin de GridLink, il traverse des zones de fond marin appartenant respectivement au Crown Estate et à Port of Sheerness Ltd (Peel Ports).

La Figure 108 illustre les limites de propriété de Peel Ports dans l'estuaire de la Medway (en violet). Le Crown Estate est propriétaire de toutes les autres sections du fond marin qui n'appartiennent pas à Peel Ports.

Figure 108 : Estuaire de la Medway - Limites de propriété de Peel Ports



GridLink est entre dans des contrats d'option à la fois avec Peel Ports et le Crown Estate afin de garantir les droits pour l'ensemble du tracé maritime dans les eaux britanniques.

Les conditions principales ont été signées avec le Crown Estate le [REDACTED] et le contrat de licence a été conclu le [REDACTED]. Ce contrat donne à GridLink une option sur [REDACTED] à compter de la date de la signature. Une fois exercé, le contrat accorde une licence pour déposer, exploiter et entretenir le câble pendant [REDACTED].

Une copie de la page de couverture du contrat avec le Crown Estate est présentée en Annexe 13.

Les clauses principales ont été signées avec Peel Ports le [REDACTED] et le contrat d'option a été conclu le [REDACTED]. Cet accord donne à GridLink une option sur [REDACTED] à compter de la date de la signature. Une fois conclu, l'accord confère une servitude pour déposer, exploiter et entretenir le câble pendant [REDACTED].

Une copie des pages de couverture et de signature du contrat d'option avec Peel Ports est fournie en Annexe 14.

19. STRATÉGIE D'ACHAT

19.1. Contrat EPC et marchés par lots

GridLink adoptera une approche traditionnelle pour les contrats d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction (EPC) en s'appuyant sur les conditions contractuelles pour des projets EPC clés en main publiés par l'International Federation of Consulting Engineers (FIDIC).

Avec ce type de « contrat clé en main à prix forfaitaire », l'entrepreneur livre le projet à un prix établi et il est chargé de la conception, de l'approvisionnement, de la construction et de la mise en service jusqu'au transfert au Propriétaire.

L'adoption d'une approche EPC permet en principe de fixer un prix et d'atténuer les dépassements de coûts et les retards. Dans un contrat de type EPC, les prix sont fixés et des dommages-intérêts convenus doivent être payés en cas de livraison tardive. Des garanties d'exécution sont également incluses.

GridLink veut adopter une stratégie d'achat en deux lots, le contenu étant réparti comme suit :

- Lot 1 : stations de conversion - fourniture et installation
- Lot 2 : câble sous-marin et câble terrestre - fourniture et installation

De plus, GridLink lancera un appel d'offres pour le contenu additionnel suivant :

- Accord d'entretien, de réparation et de pièces de rechange pour les convertisseurs
- Accord d'entretien, de réparation et de pièces de rechange pour les câbles

19.2. Nombre de Lots

Au cours des deux dernières années, cette industrie européenne a traversé une phase de restructuration et aujourd'hui, il n'existe aucune société qui peut fournir à la fois le câble et les convertisseurs. Les fournisseurs sont maintenant spécialisés soit dans les convertisseurs, soit dans les câbles.

Les fabricants de câbles et de convertisseurs ont rechigné à conclure une approche de Lot 3 (combinant câble et convertisseur) car ils seraient tenus conjointement et solidairement responsables de toute réclamation consécutive. Cela ne signifie pas que les fabricants refusaient de proposer une offre de Lot 3, mais plutôt qu'ils augmenteraient le prix pour couvrir le risque supplémentaire. Ce prix était majoré de [REDACTED]. La valeur combinée des contrats est d'environ [REDACTED] et suppose une prime de risque pour une structure de Lot 3 d'environ [REDACTED].

D'après GridLink, cette prime de risque n'est pas rentable et l'interaction entre les deux entrepreneurs peut être gérée à un coût moindre en mettant en place une structure de gestion des interfaces appropriée en interne. Par conséquent, GridLink a adopté une approche Lot 1/Lot 2.

GridLink reconnaît que tout retard d'un entrepreneur entraînera un retard de l'autre entrepreneur. GridLink a cherché à réduire les dépassements de coûts par des clauses de dommages et intérêts pour la réalisation d'étapes importantes. De plus, d'autres dommages et intérêts sont associés à des étapes moins importantes qui se cumulent. Cependant, ils seront annulés si l'entrepreneur peut encore livrer le projet à la date convenue.

Conjointement aux mesures contractuelles, GridLink a pris des mesures de réaménagement sur le site de chaque station de conversion afin que les aires de déchargement soient séparées des zones de

travail dans l'enceinte du convertisseur afin de minimiser les chevauchements et les interférences entre les entrepreneurs qui pourraient provoquer des retards.

19.3. Limite des batteries - Terrestre versus Maritime

LOT	SCOPE OF WORK	PROJECT AREAS
Lot 1 Converter Stations	a. FR Converter Station b. UK Converter Station c. UK 1.5 km underground HVAC cable d. UK Kingsnorth sub-station Spare Bay 3	
Lot 2 HVDC Cable (2 x bundled HVDC cables + fibre-optic control cable)	a. 137 km subsea HVDC cable b. FR 13 km underground HVDC cable c. FR HDD shore crossing d. UK HDD shore crossing e. 5 km spare subsea HVDC cable	
Not included RTE Grid to implement	<ul style="list-style-type: none"> FR 3 km underground HVAC cable FR Warande sub-station extension 	

Les Lots sont globalement divisés en type terrestre et maritime. La portée du Lot 1 comprend les stations de conversion et le câble CA entre le convertisseur et la sous-station NG ESO. En France, GRT est chargé de la livraison du câble CA.

Le Lot 2 comprend le câble sous-marin, les points de franchissement de la côte et le câble terrestre entre l'atterrage et les stations de conversion (~14 km en France et <100 m en GB).

Nous avons considéré inclure dans le Lot 2 les 1,5 km de câble CA terrestre en Grande-Bretagne ; cependant, il est devenu clair que les fabricants de convertisseurs et de câbles sont tous les deux capables d'effectuer ce travail et il a donc été décidé de maintenir cet élément dans le Lot 1 afin de minimiser le risque d'interaction.

19.4. Contrats d'entretien, de réparation et de pièces de rechange

Il a été décidé que des contrats à long terme pour l'entretien, la réparation et la fourniture de pièces de rechange seraient intégrés dans l'étendue des travaux de chaque Lot et que les prix de ces contrats feraient partie des critères de sélection de l'entrepreneur préféré. En conséquence, la fourniture de ces services devrait faire augmenter le nombre d'offres compétitives.

La durée des contrats d'entretien et de réparation est de [REDACTED]. La durée du contrat de fourniture de pièces de rechange a été fixée à [REDACTED] pour garantir avec certitude la disponibilité à long terme de toutes les pièces de rechange.

19.5. Spécifications fonctionnelles

GridLink a lancé un appel d'offres à l'aide des spécifications fonctionnelles plutôt que des spécifications techniques détaillées. Grâce à cette approche, le fournisseur peut optimiser ses conceptions et ses prix tout en proposant une solution qui répond aux spécifications de performance de GridLink. Cette approche améliore l'innovation de la conception et la compétitivité des tarifs. Lorsqu'un code de réseau électrique impose des exigences spécifiques en France ou au R.-U., elles sont expliquées en intégralité et doivent être respectées sans aucune déviation.

Les spécifications techniques pour le Lot 1 (convertisseur) et le Lot 2 (câble) sont établies en détail en Annexe 22.

19.6. Procédure d'appel d'offres

L'appel d'offres pour les contrats EPC suit la procédure de passation des marchés de l'UE, les appels d'offres étant publiés dans le Journal officiel de l'Union européenne.

Les principales étapes du processus de passation des marchés sont :

- Engagement initial du fournisseur
- Préparation des critères de sélection, pondération et système de notation
- Avis de marché publié dans le Journal officiel de l'Union européenne
- Questionnaire de préqualification (QPQ) et liste restreinte de candidats
- Invitation à présenter une offre pour les candidats présélectionnés
- Évaluation de l'offre et négociation de la meilleure offre définitive
- Sélection de l'entrepreneur préféré
- Délai d'attente
- Attribution du marché
- Avis d'attribution de marché dans le Journal officiel de l'Union européenne

Le processus de passation des marchés a été lancé en août 2019 par la publication de l'Avis de marché dans le JOUE et devrait se terminer en décembre 2021.

Les principales étapes et dates de la procédure de passation des marchés sont illustrées dans le Tableau 55.

Tableau 55 : Principales étapes et dates de la procédure de passation des marchés

Date	Étape du processus d'appel d'offres
13 août 2019	Avis de marché 2019/S 156-386120 publié
19 septembre 2019	QPQ remis aux candidats
23 octobre 2019	QPQ reçus
10 janvier 2020	Présélection QPQ terminée et notification des candidats
24 juin 2020	Invitation à présenter une offre transmise aux candidats présélectionnés
14 octobre 2020	Réception des questions sur l'appel d'offres
11 novembre 2020	Retour de la soumission des offres
Février 2021	Demande d'envoi des soumissions des offres de phase 2
Mars 2021	Retour de la soumission des offres de phase 2
Mai 2021	Demande d'envoi des soumissions de la meilleure offre définitive
Juin 2021	Retour de la soumission de la meilleure offre définitive
Septembre 2021	Négociations de la meilleure offre définitive et sélection de l'entrepreneur préféré
Octobre 2021	Délai d'attente
Novembre 2021	Finalisation du contrat
Décembre 2021	Date de début

19.7. Études préalables à l'appel d'offres

Avant d'envoyer l'invitation à présenter une offre, GridLink a mené une série complète d'études géotechniques et géophysiques sur terre et en mer afin que les soumissionnaires soient parfaitement informés de l'état des sols auquel ils doivent s'attendre, à la fois sur terre et en mer, avant d'envoyer leurs offres.

Les données collectées au cours des études comprennent :

- Topographie et morphologie du fond marin, comme les ondes de sable, gros rochers, argile et affleurements rocheux
- Obstacles en surface ou enterrés, comme des épaves et des munitions non explosées
- Nature des sols et géologie, leur stratification et variabilité
- Caractéristiques de résistance, déformation et consolidation des sols.
- Possibilité d'affouillement (à cause des marées/courants et tout changement des dynamiques locales du fond marin découlant de l'installation du câble)
- Évaluation du risque lié à la profondeur d'enfouissement des câbles
- Études de contamination du sol
- Études topographiques
- Études météocéaniques

Les études spécifiques en mer comprennent :

- Sondage acoustique à faisceaux multiples
- Sonar à balayage latéral
- Analyse par sondeur à sédiments
- Étude de magnétométrie pour les munitions non explosées et les objets métalliques
- Relevés géotechniques (vibrocarottage/carottage par piston/carottage gravitaire)
- Essais de pénétration au cône

En préparant l'étendue des travaux pour les études sur terre et en mer, GridLink a consulté des fournisseurs de câbles et de convertisseurs pour veiller à ce que cette étendue des travaux corresponde à leurs exigences et qu'ils fournissent une offre entièrement chiffrée.

19.8. Coordination avec les procédures d'autorisation

La procédure d'autorisation suit un calendrier afin que les fournisseurs soient informés de toutes les conditions spécifiques des autorisations ou des mesures d'atténuation environnementales qui devraient être prises en compte et chiffrées dans leurs offres.

19.9. Contenu local

GridLink considère que le contenu local est un élément important et, dès que cela sera possible et économique, la production locale sera encouragée.

À cette fin, les opportunités locales seront identifiées et les procédures d'appel d'offres veilleront à informer les sociétés locales potentiellement intéressées.

19.10. Formation et développement des compétences

GridLink pourrait être en mesure d'offrir des possibilités de formation professionnelle au cours des phases de développement, de construction et d'exploitation consécutive du projet.

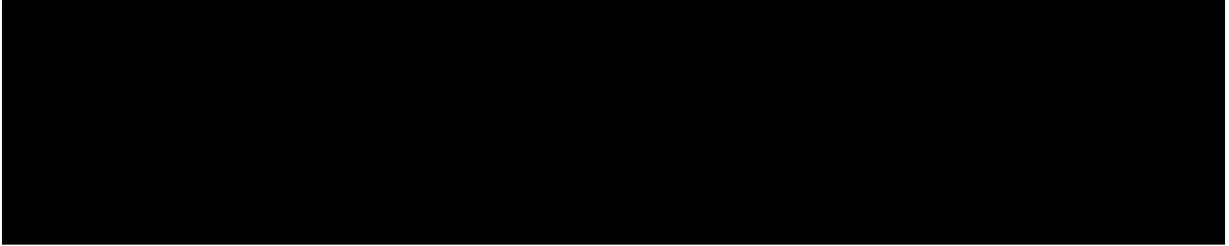
GridLink contactera des instituts, universités et autres établissements éducatifs pour les stages de formation professionnelle et expériences de travail, qui couvriront la gestion, les relevés, l'ingénierie, la comptabilité et le contrôle des coûts du projet. GridLink travaillera avec ses entrepreneurs afin d'identifier et d'exploiter activement ces opportunités de formation pendant la construction.

Étant donné la durée de fonctionnement à long terme du projet (>25 ans), GridLink prévoit d'exploiter les stations de conversion avec son propre personnel et mettra en place un programme de formation conjointement aux fabricants pour former le personnel et transférer les compétences nécessaires à l'utilisation sûre et efficace des installations. Les employés suivront une formation continue tout au long de leur carrière pour être tenus informés de l'évolution constante du secteur, pour mettre en avant les meilleures pratiques industrielles et encourager le transfert de compétences à la fois au R.-U. et à l'étranger.

19.11. Encourager l'innovation

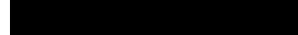
GridLink mettra en avant l'innovation technologique lors de la sélection de la technologie de convertisseurs ; bien qu'il existe de nombreux convertisseurs unipolaires de 1000 MW, GridLink sera

le premier convertisseur unipolaire de 1400 MW du monde et représente la prochaine étape de l'évolution de la technologie du convertisseur VSC.



De plus, GridLink cherchera, en collaboration avec ses fournisseurs, des partenaires pour compléter les compétences qui lui font défaut et encouragera ainsi la création de nouveaux partenariats et stimulera l'innovation dans la gestion de la chaîne d'approvisionnement.

GridLink explorera également les synergies potentielles avec d'autres projets afin de déterminer si ses activités pourraient contribuer, ou améliorer le développement, d'autres projets énergivores, p. ex. :



20. DÉPENSES D'INVESTISSEMENT ET FRAIS D'EXPLOITATION

20.1. Résumé des coûts du projet

Les dépenses d'investissement de GridLink sont estimées à [REDACTED] (réels, 2019) et sont résumées dans le Tableau 56.

Tous les frais d'exploitation sont estimés à [REDACTED] et sont résumés dans le Tableau 57. Le budget des frais d'exploitation comprend une provision annualisée pour le déclassement et le remplacement de l'équipement.

Une revue détaillée des dépenses d'investissement et des frais d'exploitation est présentée en Annexe 30. Les coûts d'investissement et d'exploitation ont été établis après une analyse comparative et des discussions avec des fournisseurs potentiels. Les coûts d'investissement et d'exploitation seront finalisés lorsque la procédure d'appel d'offres sera terminée.

Tableau 56 : Résumé des dépenses d'investissement

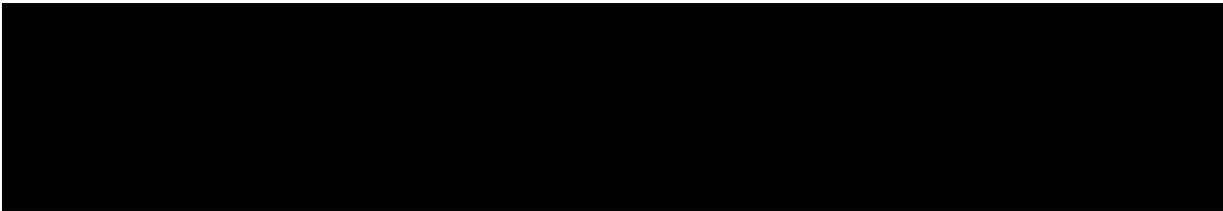
Catégorie de coût	£, réel 2019
Coûts de développement	[REDACTED]
Dépenses d'investissement	[REDACTED]
Frais de gestion de la construction	[REDACTED]
Subvention MIE	[REDACTED]
Total	[REDACTED]

Tableau 57 : Résumé des frais d'exploitation annuels

Poste de coût	£, réel 2019	% du total
Frais de personnel	[REDACTED]	[REDACTED]
Frais d'exploitation du système	[REDACTED]	[REDACTED]
Siège social et bureaux	[REDACTED]	[REDACTED]
Terrain et servitudes	[REDACTED]	[REDACTED]
Coûts liés au marché	[REDACTED]	[REDACTED]
Coûts annualisés	[REDACTED]	[REDACTED]
Total	[REDACTED]	[REDACTED]

20.2. Estimation des dépenses

Les frais d'exploitation envisagés par GridLink s'appuient sur les estimations transmises par des fournisseurs et conseillers et ont été comparés aux coûts publiés dans des rapports pour des projets d'interconnexion similaires.



Les coûts de raccordement au réseau sont définis dans les accords de connexion au réseau qui ont été signés avec les GRT en France et en Grande-Bretagne, et sont intégrés dans les estimations des dépenses d'investissement.

Les conseillers de GridLink ont estimé les coûts provisoires des travaux civils après des études détaillées de site sur plusieurs mois.

Le projet GridLink a aujourd'hui atteint un stade de développement avancé et les principales caractéristiques du développement, à l'origine des coûts, comme l'acheminement des câbles entre l'atterrage et la station de conversion, puis entre la station de conversion et le point de raccordement au réseau, sont tous les deux connus et fixés.

La proposition d'acheminement de l'interconnexion a été étudiée et garantie par des contrats d'option. Les contrats d'option respectifs protègent les droits d'acquisition des terrains de GridLink le long du tracé de l'interconnexion en France et en Grande-Bretagne à des prix fixes.

En France et en Grande-Bretagne, des contrats d'option garantissent les sites des stations de conversion, conjointement à des aires de déchargement temporaire pour la construction dans les deux pays (4 ha chacune respectivement). Les aires de déchargement sont situées à côté des stations de conversion proposées en France et en Grande-Bretagne, des études ont été conduites afin de déterminer les conditions de sols et les coûts civils.

Les pièces de rechange ont été incluses dans les estimations des dépenses d'investissement et comprennent un transformateur de secours au niveau de chaque station de conversion sur les 5 km du câble sous-marin.

Les coûts de décommissions ont été estimés, annualisés et intégrés dans les frais d'exploitation. Les coûts de décommissions prévoient la restauration selon une norme convenue et prévoient, concernant le câble sous-marin, sa récupération et la restauration du fond marin conformément aux bonnes pratiques industrielles.

Les coûts de l'installation maritime peuvent impliquer une certaine incertitude pour une interconnexion en raison de la variation de l'état du sol entre les points d'échantillonnage. De plus, des sédiments pourraient être déplacés entre la date de réalisation d'une étude et la date de la construction effective.

Afin de mieux estimer les coûts d'installation, GridLink a entrepris une étude maritime détaillée. GridLink a également consulté chacun des fabricants de câbles pour discuter et convenir de l'étendue des travaux de l'étude avant de conclure le contrat associé. De cette manière, l'étude apporterait aux fabricants toutes les informations dont ils auraient besoin pour préparer une offre.

À cette fin, les fabricants ont formulé plusieurs recommandations qui sont résumées ci-dessous :

- a) Un couloir étudié de 500 m pour anticiper les déviations du tracé en cas de découverte d'obstacles inattendus pendant la pose du câble
- b) Des points d'échantillonnage à chaque kilomètre du tracé (normalement 2 km) pour assurer une couverture complète
- c) Un échantillonnage par vibrocarottage, des essais de pénétration au cône, un carottage gravitaire par piston, un prélèvement par carottier-boîte et un échantillonnage instantané à chaque poste d'échantillonnage pour identifier les propriétés physiques du fond marin
- d) Entre chaque point d'échantillonnage, un sondage acoustique à faisceaux multiples, et une analyse par sondeur à sédiments, gradiomètre et sonar à balayage latéral pour établir la continuité de l'état du sol entre les points d'échantillonnage
- e) Des études par magnétomètre et gradiomètre pour déterminer la présence d'objets métalliques

Il est essentiel de tenir compte du fait que le couloir de 500 m est étudié avant la finalisation et l'échantillonnage physique le long de l'axe final. Ainsi, la topographie du fond marin, les obstacles naturels, les épaves et autres débris sont pris en compte et des micro-trajets sont établis autour de ces éléments, déterminant ainsi le tracé et évitant des déviations coûteuses pendant la pose du câble.

Le câble de GridLink croisera des câbles de télécommunication et d'exportation d'électricité qui appartiennent à des tiers. La conception du croisement a été convenue en principe, tous les coûts associés aux propriétaires d'actifs et aux croisements étant intégrés dans les estimations des dépenses d'investissement.

Au vu des données d'études disponibles, GridLink a engagé des experts pour étudier la faisabilité et le coût des forages directionnels horizontaux aux points de franchissement de la côte en France et en Grande-Bretagne. Les points de franchissement ont été jugés faisables sur le plan technique et conformes aux limites techniques et de charge éprouvées (le forage directionnel horizontal mesure 700 m de long et 1500 m et il est considéré comme une limite technique conservatrice).

La résistivité thermique du fond marin et la profondeur à laquelle le câble est enterré peuvent également avoir un impact important sur le coût du câble. En général, plus la résistivité thermique du sol environnant est élevée, plus la section transversale du câble doit être importante afin de dissiper la chaleur et maintenir la température du câble dans les limites opérationnelles. Ce point est particulièrement important au niveau des croisements et des forages directionnels horizontaux où il pourrait s'avérer nécessaire d'augmenter le diamètre du câble pour dissiper la chaleur. Le coût du matériau du câble s'en trouve affecté ainsi que les frais d'installation étant donné qu'il faut installer deux joints pour faciliter la transition entre les deux diamètres de câbles.

L'évaluation du risque lié à la profondeur d'enfouissement a confirmé la profondeur d'enfouissement du câble sur l'ensemble du tracé, et les analyses de laboratoire du fond marin ont confirmé les propriétés thermiques des types de sols à chaque point d'échantillonnage. Le sondage à sédiments a confirmé la continuité et les limites des couches sédimentaires entre les points d'échantillonnage.

En tenant compte de l'état du fond marin et de la profondeur d'enfouissement, GridLink a choisi WSP pour déterminer la section transversale du câble qui permettra un transfert d'électricité de 1400 W. Selon les conclusions de WSP, deux câbles imprégnés de masse (MI) avec conducteur central en cuivre [REDACTED] seraient suffisants et il ne serait pas nécessaire de modifier le diamètre des câbles. Par

conséquent, GridLink a estimé les coûts d'après des câbles MI avec conducteur central en cuivre de [REDACTED] et a chargé un autre expert, Powersure Technologies Ltd, d'estimer les coûts de (la seule) fourniture des câbles en s'appuyant sur les coûts des matières premières et les frais de production.

Avant l'étude en mer, GridLink a fait appel à son expert en installation maritime, Intertek, pour déterminer les coûts d'installation maritime d'après une étude documentaire sur l'état géologique potentiel du tracé et des prix du marché pour les navires d'installation. Les résultats de l'étude en mer confirment l'état des sols anticipé dans le rapport et les coûts identifiés dans ce rapport permettent d'établir les coûts d'installation du câble sous-marin de GridLink. Une copie du rapport sur les coûts d'installation maritime est fournie en Annexe 34.

GridLink a également réalisé une analyse comparative entre ses estimations et les coûts publiés pour d'autres projets similaires. Tableau 58 compare les coûts des convertisseurs de GridLink et le Tableau 59 compare les coûts estimés des câbles de GridLink.

Concernant les convertisseurs, Viking et NSAL sont les projets les plus comparables, Viking étant considéré comme la limite inférieure à [REDACTED] et NSL comme la limite supérieure à [REDACTED]. Selon les estimations, GridLink sera dans la limite supérieure avec [REDACTED]. NordLink est un projet comparable. Cependant, ses coûts de [REDACTED] sont considérés comme exceptionnels en raison du niveau très élevé des coûts civils de ce projet (en Norvège, le convertisseur est situé sur une montagne qui a dû être creusée et en Allemagne, le convertisseur est situé sur un marais, nécessitant des fondations flottantes).

En conséquence, les estimations de coûts de GridLink sont considérées comme raisonnables et tout à fait dans la fourchette des récents projets comparables du marché.

Tableau 58 : Analyse comparative des coûts des convertisseurs

Project	Power (MW)	DC Voltage (kV)	Converter Technology	Commissioning Date	Converter Cost (m)	Date Cost Quoted	FX at Quote Date	Converter Cost (€m) Dec 2017	Cost/ MW (€/MW)

Concernant le câble sous-marin, les projets les plus comparables sont NSL et NordLink. Ces deux projets utilisent 2 câbles MI de 525 kV, exactement comme GridLink. Le contrat de NSL a fait l'objet d'un appel d'offres en deux lots distincts, l'un des Lots étant fourni à un prix de référence de [REDACTED] et l'autre à [REDACTED]. Le projet de NordLink affiche un prix de référence de [REDACTED]. Par conséquent, les limites supérieure et inférieure des prix de référence sont de [REDACTED]. L'estimation de GridLink à [REDACTED] se trouve dans la fourchette des récents projets de référence du marché.

[REDACTED]

Dans cet esprit, GridLink considère que les coûts estimés de ses câbles sont raisonnables et conformes aux récents projets du marché pour un câble identique.

Tableau 59 : Analyse comparative des coûts des câbles (€, réels 2019)

Project	Power (MW)	DC Voltage (kV)	Converter Technology	Route Length (km)	Number of Cables	Cable Type	Quoted Cost (€m)	Quote Date	Historic FX	Cable Cost (€m) 2020 price	Cable Cost (€/km)	Cable Cost (£k/km)
[Redacted content]												

21. ANALYSE COÛTS-BÉNÉFICES

21.1. Aperçu

Gridlink a nommé deux conseillers économiques Afry Management Consulting limited (anciennement Poyry) et Baringa Partners LLP, pour effectuer une analyse économique indépendante séparée afin de quantifier les avantages - socio-économiques du projet GridLink.

Le champ d'application du rapport sur l'analyse coûts-bénéfices (ACB) comprend une analyse quantitative et qualitative. L'analyse quantitative inclut une évaluation des éléments suivants :

- Analyse coûts-bénéfices quantifiée
- Recettes prévisionnelles
- Analyse des prestations sociales
- Évaluation de la concurrence
- Estimation des impacts sur les revenus et les consommateurs
- Analyse de sensibilité

L'analyse qualitative dans le cadre des travaux comprenait les éléments suivants :

- Des coûts difficiles à monétiser
- Des bénéfices difficiles à monétiser
- Des risques difficiles à monétiser

En termes de bénéfices difficiles à monétiser, il existe un large éventail de bénéfices potentiels pour le système, le réseau, le marché et la société en général que les interconnecteurs peuvent apporter. Ces bénéfices difficiles à monétiser sont étudiés en détail dans l'analyse ACB et comprennent :

- Renforcement de la sécurité d'approvisionnement
- Une meilleure intégration des énergies renouvelables
- Réduction des pertes du système
- Amélioration des services auxiliaires

L'ACB de Baringa a été préparée et distribuée aux GRT concernés pour examen et commentaires en octobre 2019. Dès lors, les conditions du marché ont considérablement changé. L'avènement de COVID-19 a conduit à un creux de près de 30 ans dans les prix de l'électricité et du gaz à court terme, simultanément il y a eu un mouvement à la baisse dans les prévisions de prix des matières premières à plus long terme.

En conséquence, GridLink a engagé Afry pour réaliser une nouvelle ACB en tenant compte des commentaires reçus à la suite des consultations avec les GRT et les NRA, mais en utilisant l'ensemble de données et les prévisions les plus récentes disponibles (Q2 2020). L'ACB de Baringa a également été actualisée.

L'analyse Afry est présentée à des fins de modélisation des revenus dans le plan d'entreprise et de communication des résultats en matière de bien-être socio-économique dans la présente demande d'investissement. Une copie du rapport ACB de l'Afry se trouve à l'Annexe 28.

21.2. Bénéfices économiques : B1 – B10

L'ENTSO-E fait des recommandations sur les paramètres qui devraient être utilisés pour évaluer les coûts et les avantages des projets de développement du réseau. Le Tableau 60 présente les paramètres identifiés dans la dernière (troisième) directive de l'ENTSO-E : 3ème directive ENTSO-E pour l'analyse des coûts-bénéfices des projets de développement du réseau. La troisième directive est sous forme de projet et a été publiée en janvier 2020. Les avantages B9 & B10 sont des avantages supplémentaires qui n'étaient pas inclus auparavant dans la 2ème directive.

Tableau 60 : 3ème directive ENTSO-E pour l'analyse des coûts-bénéfices des projets de développement du réseau

Indicateur	Unités	Conseils
B1. SEW	€/an	Monétisé
B2. Émissions de CO ₂	Tonnes/an	Monétisé dans le B1 et reporté dans le t/an
B3. Intégration des SER	MW ou MWh/an	Monétisé dans le B1
B4. Absence d'émissions de CO ₂	Tonnes/an	Non monétisé
B5. Variation dans la grille Pertes	MWh/an	Monétisé en utilisant les coûts marginaux horaires issus des simulations de marché par zone de prix
B6. SoS : Adéquation avec la demande	MWh/an	Monétisé
B7. SoS : Flexibilité du système		Non monétisée
B8. SoS : Stabilité du système (services annexes)		Non monétisée
B9. Coûts de renouvellement/de remplacement évités	de €	Évalué par le développeur
B10. Réserves de réacheminement	de €/an	Facultatif- Monétisé en utilisant les coûts actuels pour l'attribution des réserves de réacheminement

21.3. B1 : Résultats en matière de bien-être socio-économique

Afry est une société internationale de conseil en management et d'ingénierie née de la fusion de Poyry et AF en 2019. Avec 17 000 employés et des bureaux dans 50 pays, Afry est mondialement reconnue comme une entreprise leader dans la fourniture d'énergie, d'ingénierie et de services de conseil. Afry conseille les institutions financières, les investisseurs, les GRT et NRA.

Afry a élaboré trois scénarios de marché pour refléter les voies potentielles que peuvent emprunter les marchés européens de l'électricité. Les scénarios ont été élaborés dans l'intention de refléter un éventail raisonnable et plausible de résultats.

Les scénarios sont dirigés par les politiques et chaque scénario reflète le degré variable de réalisation des objectifs de la politique gouvernementale et du changement climatique. Dans le scénario bas certains objectifs sont atteints, dans le scénario de référence, de nombreux objectifs sont atteints et dans le scénario élevé, la plupart des objectifs sont atteints. Une description détaillée des scénarios se trouve dans le rapport ACB.

Les résultats des trois scénarios sont résumés dans le Tableau 61 ci-dessous, qui montre les avantages nets de l'OVE dans chacun des scénarios (signification nette après déduction des coûts d'investissement et d'exploitation de GridLink)

Le Tableau 62 présente les résultats du ACB dans scénario du référence. Les résultats pour les hypothèses basse et haute sont respectivement illustrés dans le Tableau 63 et Tableau 64.

Tableau 61 : Résumé des résultats de l'ACB parmi les scénari (€m)

Scénario	France	Grande Bretagne	Total Europe
Hypothèse Bas	1 212	206	501
Hypothèse Reference	1 465	489	1 054
Hypothèse haut	2 206	1 314	2 653

Les résultats des analyses peuvent être résumés comme suit :

- Il y a de la place à la frontière GB-FR pour une capacité d'interconnecteur supplémentaire de 1,4 GW.
- Dans les trois scénarios, SEW est positif pour la France, la Grande-Bretagne et l'Europe.
- Aucun pays autre que la Grande-Bretagne et la France ne dépasse le seuil d'importance de 10% pour SEW dans l'un des trois scénarios

Tableau 62 : Résultats en matière de bien-être socio-économique - Cas de base

Socio Economic Welfare assessment – Base Case

m€, real 2020 money, Ofgem (Spackman) methodology

	Consumer surplus	Producer surplus	Congestion rent surplus	Net costs	Net SEW	Net +ve SEW	Share of Net +ve SEW
France	-6,488	8,826	-525	-348	1,465	1,465	69%
Great Britain	1,476	-421	-104	-461	489	489	23%
	-5,012	8,406	-629	-810	1,955	1,955	92%
Rest of Europe	Consumer surplus	Producer surplus	Congestion rent surplus		Net SEW		Share of Net +ve SEW
Austria	-93	144	-27		24	24	1%
Belgium	90	-16	-301		-226	0	0%
Denmark	-64	112	-104		-56	0	0%
Finland	-90	84	-5		-10	0	0%
Germany	-434	576	-321		-179	0	0%
Ireland (IAI)	33	11	-35		8	8	0%
Italy	-1,088	1,028	-243		-303	0	0%
Netherlands	-134	146	-112		-99	0	0%
Norway	-211	276	-92		-27	0	0%
Portugal	-388	384	0		-4	0	0%
Spain	-1,947	1,973	65		91	91	4%
Sweden	-165	213	-7		41	41	2%
Switzerland	-193	270	-227		-150	0	0%
Other countries	-42	51	-19		-10	0	0%
	-4,727	5,253	-1,427		-901	164	8%
Total	-9,739	13,658	-2,056	-810	1,054	2,119	100%

SEW Europe €1 045 m net ; SEW France €1 465 m net, SEW Grande-Bretagne €489 m net

Capex/Opex de GridLink déductible, réduction de 25%, période d'évaluation sur 25 ans

Tableau 63 : Résultats en matière de bien-être socio-économique - Hypothèse basse

Socio Economic Welfare assessment – Low scenario

m€, real 2020 money, Ofgem (Spackman) methodology

	Consumer surplus	Producer surplus	Congestion rent surplus	Net costs	Net SEW	Net +ve SEW	Share of Net +ve SEW
France	-6,263	8,596	-599	-521	1,212	1,212	82%
Great Britain	2,633	-1,982	-27	-418	206	206	14%
	-3,630	6,613	-626	-939	1,419	1,419	96%
Rest of Europe	Consumer surplus	Producer surplus	CR surplus		Net SEW	Net +ve SEW	Share of Net +ve SEW
Austria	-44	75	-35		-3	0	0%
Belgium	135	-76	-235		-175	0	0%
Denmark	27	-9	-40		-22	0	0%
Finland	81	-72	4		13	13	1%
Germany	14	102	-264		-147	0	0%
Ireland (IAI)	69	-65	15		19	19	1%
Italy	-1,114	1,084	-260		-290	0	0%
Netherlands	65	-44	-56		-35	0	0%
Norway	209	-218	-40		-50	0	0%
Portugal	-199	220	3		24	24	2%
Spain	-1,132	1,106	-35		-61	0	0%
Sweden	153	-171	10		-8	0	0%
Switzerland	-237	300	-244		-181	0	0%
Other countries	68	-69	-1		-1	0	0%
	-1,905	2,163	-1,176		-918	56	4%
Total	-5,535	8,777	-1,802	-939	501	1,475	100%

SEW Europe €501 m net ; SEW France €1 212 m net, SEW Grande-Bretagne €206 m net

Capex/Opex de GridLink déductible, réduction de 25%, période d'évaluation sur 25 ans

Tableau 64 : Résultats en matière de bien-être socio-économique - Cas haut

Socio Economic Welfare assessment – High scenario

m€, real 2020 money, Ofgem (Spackman) methodology

	Consumer surplus	Producer surplus	Congestion rent surplus	Net costs	Net SEW	Net +ve SEW	Share of Net +ve SEW
France	-7,255	9,791	-296	-34	2,206	2,206	56%
Great Britain	-810	2,557	-51	-381	1,314	1,314	33%
	-8,065	12,348	-347	-416	3,520	3,520	90%
Rest of Europe	Consumer surplus	Producer surplus	CR surplus		Net SEW	Net +ve SEW	Share of Net +ve SEW
Austria	-75	150	-12		64	64	2%
Belgium	67	-20	-451		-404	0	0%
Denmark	-78	136	-133		-76	0	0%
Finland	46	-46	6		6	6	0%
Germany	-324	481	-430		-273	0	0%
Ireland (IAI)	-79	117	-43		-4	0	0%
Italy	-1,588	1,565	-158		-181	0	0%
Netherlands	-36	72	-140		-104	0	0%
Norway	-87	175	-171		-83	0	0%
Portugal	-394	408	-4		10	10	0%
Spain	-1,860	1,955	176		272	272	7%
Sweden	-25	-22	62		15	15	0%
Switzerland	-140	230	-244		-154	0	0%
Other countries	-88	131	2		45	45	1%
	-4,662	5,334	-1,539		-867	412	10%
Total	-12,727	17,682	-1,886	-416	2,653	3,932	100%

SEW Europe €2 653 m net ; SEW France €2 206 m net, SEW Grande-Bretagne €1 314 m net

Capex/Opex de GridLink déductible, réduction de 25%, période d'évaluation sur 25 ans

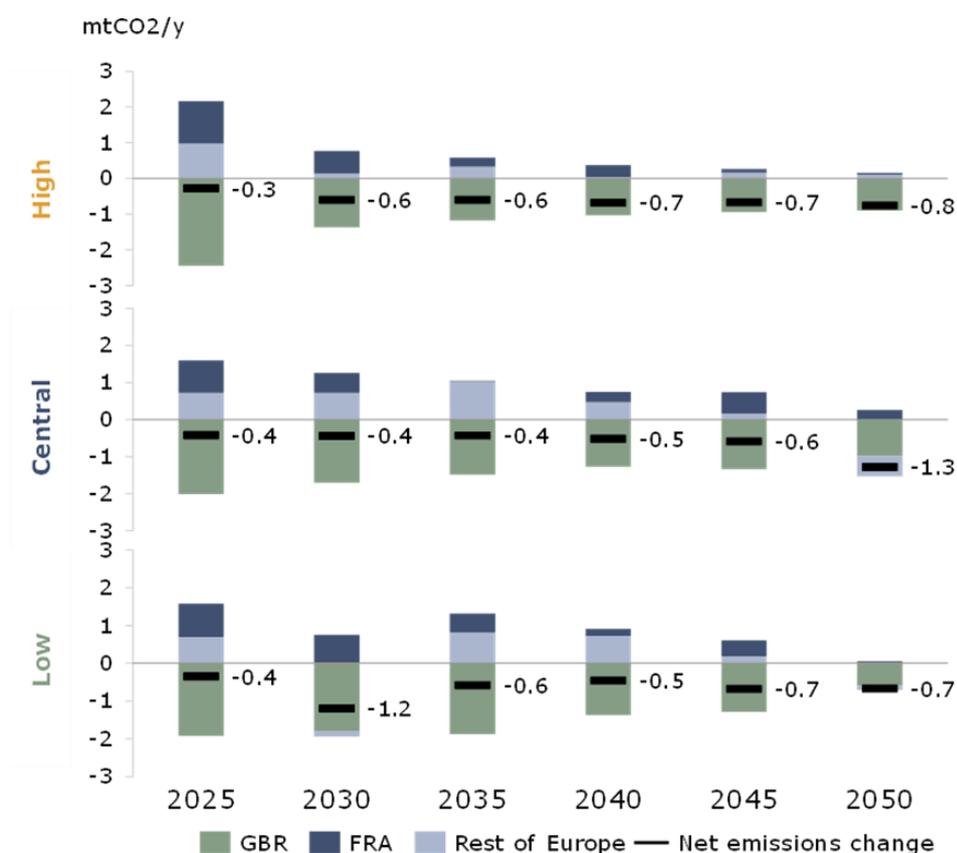
21.4. B2 : Émissions de CO₂

Gridlink entraînera une réduction nette des émissions de CO₂ dans les trois scénarios modélisés.

La Figure 109 présente la réduction des émissions de CO₂ que Gridlink apportera dans chacun des trois scénarios (en tonnes/an).

Dans le cas de l'hypothèse moyenne, les émissions de CO₂ sont réduites en moyenne de 500 000 tonnes/an - cela équivaut à une réduction de 1% des émissions du secteur de l'électricité en Grande-Bretagne et en France.

Figure 109 : Réductions des émissions de CO₂



B3 : Intégration des SER

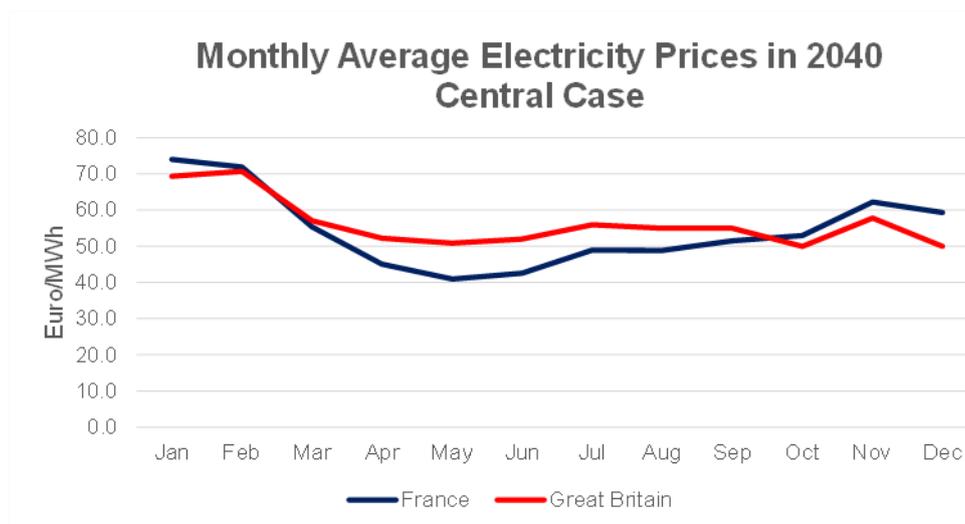
Le développement de GridLink apporte un soutien positif aux nouveaux projets éoliens et solaires qui sont susceptibles d'être construits en Grande-Bretagne et en France au cours des 25 prochaines années.

On s'attend à ce que les pays développent les sources d'énergie renouvelables les mieux adaptées à leurs ressources naturelles - par exemple, que la France (dans tous les scénarios) développe une importante capacité solaire tandis que la Grande-Bretagne développera une importante capacité éolienne sur terre et en mer.

Alors que la pénétration des capacités renouvelables augmente, on peut s'attendre à ce que les prix de l'électricité pendant les mois d'été soient relativement basse en France par rapport au Royaume-

Uni, car la production solaire domine et l'électricité issue du solaire sera exportée de France vers le Royaume-Uni. À l'inverse, pendant les mois d'hiver, on peut s'attendre à ce que les prix de l'électricité en Grande-Bretagne soient relativement bas par rapport à la France, car la production éolienne domine et l'électricité sera acheminée de Grande-Bretagne vers la France. Cet effet est bien illustré dans la Figure 110 par un extrait du scénario central pour l'année 2040, qui montre les prix relatifs de l'électricité en Grande-Bretagne et en France en 2040.

Figure 110 : Prix relatifs de l'électricité en GB et en France en 2040

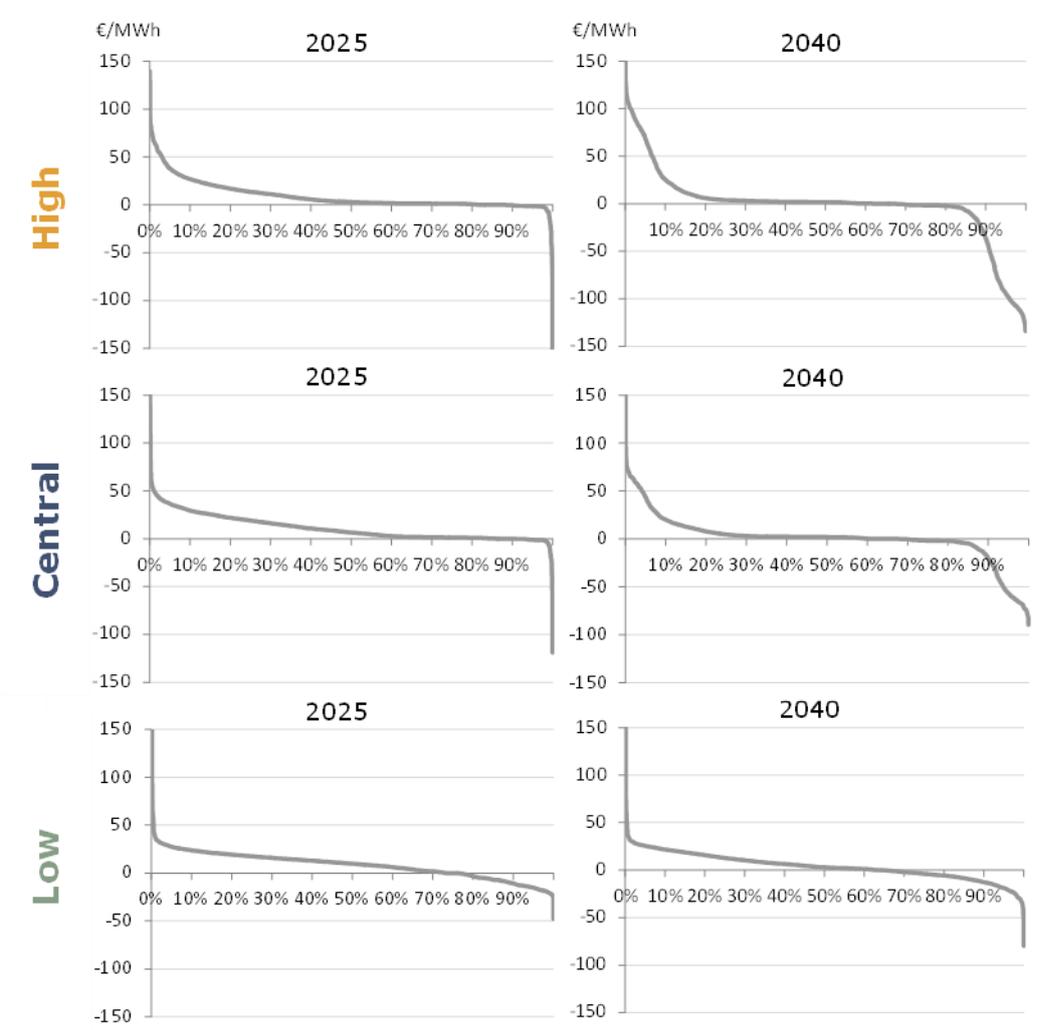


En outre, en raison de la nature intermittente de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables, à mesure que leur niveau de pénétration dans le marché augmentera, il y aura de plus en plus de périodes pendant lesquelles les prix de l'électricité seront bas ou proches de zéro. Ceci est illustré par les courbes de durée des prix présentées dans la Figure 111.

Cet effet devrait encourager le développement local de sources d'énergie à faible teneur en carbone telles que l'électricité issue de la combustion de gaz et l'électrolyse, mais cette électricité à faible coût peut également être exportée via des interconnexions afin de maximiser les avantages socio-économiques.

Les prévisions Afry anticipent ces effets et sont incluses dans l'analyse B1. Gridlink apportera une contribution importante à la réalisation de tous les avantages économiques des énergies renouvelables et à une meilleure intégration de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables dans les réseaux de transport britannique et français.

Figure 111 : Courbes de prix et de durée (€/MWh, fonds réel 2020)



21.5. B4 : Absence d'émissions de CO2

Les avantages socio-économiques du coût de production évité sont pris en compte dans l'analyse SEW. Cependant, en plus d'émettre du CO₂, les centrales thermiques émettent également d'autres polluants tels que le SO_x, le NO_x et les particules et en contribuant à réduire le CO₂, les émissions de ces polluants sont également réduites.

Le Tableau 65 illustre les niveaux d'émission typiques de ces polluants par les centrales au charbon et au gaz.

Tableau 65 : Niveaux d'émission typiques des centrales au gaz et au charbon

Emissions from gas turbines			
	NO _x (g/kWh)	CO ₂ (g/kWh)	SO ₂ (g/kWh)
Gas turbines of 50MW thermal input or greater			
Firing on natural gas	0.5	510	nil
Firing on gas-oil	1.0	670	1.2
Gas turbines of less than 50MW thermal input			
Firing on natural gas	1.1	610	nil
Firing on gas-oil	1.6	800	1.4

Estimate emissions from central power generating plant			
Pollutant	Coal-fired plant (g/kWh)	Fossil fuel mix (50% coal, 47% gas, 3% oil) g/kWh	
		Emissions from fuel burning	Inclusive of 5% for transmission losses
CO ₂	930	685	720
NO _x	2.1	1.8	1.9
SO ₂	8.8	5.0	5.2

Note: To calculate the carbon in CO₂ gas, multiply the weight of CO₂ by 0.273.

Source : Département de l'énergie et du changement climatique

En utilisant les données du tableau ci-dessus et sur la base de 1 400 MW de production d'électricité issue de la combustion du gaz évitée et en supposant un facteur de charge de 95%, les émissions de NO_x seraient réduites de 5 800 tonnes/an. En supposant que la production de 1 400 MW de charbon soit réduite de 24 000 tonnes/an pour les NO_x et de 102 000 tonnes/an pour les SO_x.

21.6. Bénéfices B5-B8

GridLink a engagé Tractebel Impact Belgium SA et Baringa pour évaluer les avantages du B5-B8. Les indicateurs socio-économiques B5-B8 sont subjectifs, et pour cette raison, leurs avantages potentiels n'ont pas été inclus dans l'analyse B1 SEW. Les conclusions du rapport sont présentées à Annexe 24 pour information.

Dans le projet 2020 TYNDP B5-B8, on considère que les avantages l'emportent sur les coûts.

En ce qui concerne l'indicateur B8 (fourniture de services auxiliaires), les GRT de France et de Grande-Bretagne ont indiqué ce qui suit :

RTE :

- Pas d'obligation de fournir des services auxiliaires pour le moment

NG ESO :

- Fréquence de réponse - positive (contractée sur une base annuelle par le biais d'un appel d'offres concurrentiel)
- Black start - pas d'obligation
- Puissance réactive - aucune exigence dépassant les dispositions obligatoires spécifiées dans le code du réseau

NG ESO a indiqué que GridLink apportera une contribution positive à la réduction de ses coûts de gestion de la congestion. NGE ESO a estimé les économies potentielles et celles-ci sont identifiées dans son rapport sur les options de connexion et de réseau d'infrastructure (CION) à l'Annexe 4. Ces économies potentielles n'ont pas été incluses dans l'analyse B1 SEW.

21.7. B9 Évitement des frais de renouvellement ou de remplacement

L'évitement des coûts de renouvellement ou de remplacement des infrastructures définit le bénéfice qu'un projet peut apporter en évitant ou en différant le remplacement ou la modernisation des infrastructures existantes.

Les prestations B9 ont été évaluées et sont incluses dans une ligne de rubrique distincte dans l'analyse B1 SEW.

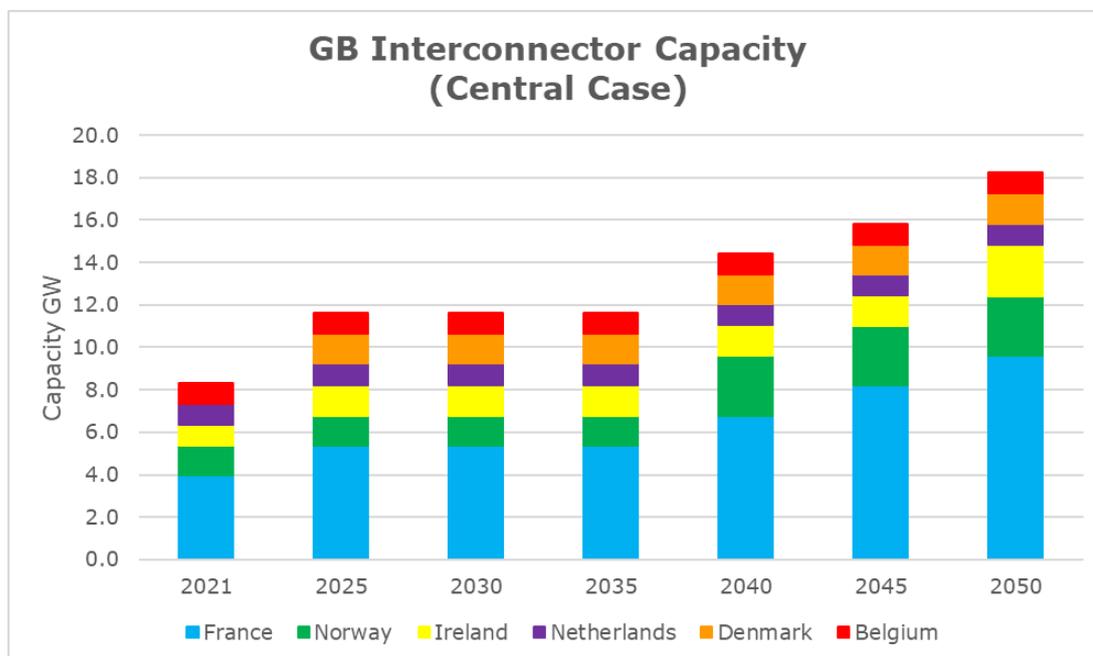
21.8. B10 Réserves de réacheminement

Réserves de réexpédition ou réduction des réserves nécessaires pour les centrales électriques de réexpédition décrit l'impact d'un projet sur les niveaux requis de centrales électriques de réserve de réexpédition sous contrat en évaluant la puissance maximale de réexpédition avec et sans le projet.

Cet indicateur est facultatif et Gridlink a choisi de ne pas l'évaluer car les résultats sont subjectifs.

21.9. Niveau optimal de capacité de l'interconnecteur à la frontière GB-FR

Tableau 66 : Capacité de l'interconnecteur GB-FR



Interconnection capacity - Central scenario

GW

Central	2021	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Belgium	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Denmark	0.0	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
France	4.0	5.4	5.4	5.4	6.8	8.2	9.6
Germany	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Netherlands	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0
Ireland	1.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	2.5
Norway	1.4	1.4	1.4	1.4	2.8	2.8	2.8
Total	8.3	11.6	11.6	11.6	14.4	15.8	18.2

Le Tableau 66 indique le niveau optimal de capacité d'interconnexion à la frontière GB-FR, tel que déterminé par le modèle Afry. Le niveau optimal d'interconnexion de 2025 à 2035 est estimé à 5,4 GW. Le niveau actuel d'interconnexion est de 4 GW (IFA2 et Eleclink inclus). Il y a donc de la place pour un interconnecteur supplémentaire à la frontière GB-FR à partir de 2025 avec une capacité de 1,4 GW.

Les résultats d'Afry se comparent bien avec les résultats du National Grid 2020 NOA pour les interconnecteurs⁵⁰ qui concluent que le niveau optimal d'interconnexion à la frontière GB-FR est de 5,8 GW (cas bas) à 8,8 GW (cas haut) d'ici 2030.

⁵⁰ <https://www.nationalgrideso.com/document/162356/download>

Les résultats sont également comparables au projet récemment publié (août 2020) du document TYNDP 2020 « Power Systems in 2030 and 2040⁵¹ » qui prévoit un niveau optimal de capacité à la frontière GB-FR de 5,4 GW d'ici 2030 et de 6,8 GW d'ici 2040, ce qui est identique aux prévisions d'Afry.

En ce qui concerne le niveau global d'interconnexion entre la Grande-Bretagne et ses pays voisins, les prévisions d'Afry sont également comparables à celles d'autres pays. Le Tableau 67 présente ces prévisions et démontre leur concordance avec les résultats d'Afry.

Tableau 67 : Comparaison des prévisions pour la capacité de l'interconnecteur en GB

Optimal GB Interconnection Levels	2030	2050
National Grid 2020 Future Energy Scenarios (FES)	15.9 - 21.4	15.9 - 27.2
National Grid 2020 Network Options Assessment (NOA) for interconnectors	18.1 - 23.1	-
Artelys for EU (METIS) December 2018	19.5	-
Artelys for EU (METIS) March 2020	15	16.5
Afry	11.1 - 13.0	16.2 - 24.9

21.10. Recommandations du groupe d'experts

La Commission européenne a créé le groupe d'experts sur l'interconnexion en mars 2016 afin de fournir des conseils et des recommandations sur le niveau d'interconnexion entre les États membres.

Le groupe d'experts recommande que des interconnexions supplémentaires soient envisagées d'urgence si l'une des quatre conditions suivantes est rencontrée :

1. Lorsque la capacité nominale de transport des interconnexions est inférieure à 30% de la consommation de pointe
2. Lorsque la capacité nominale de transport des interconnecteurs est inférieure à 30% de la capacité de production des énergies renouvelables
3. Lorsque l'écart de prix entre les zones, pays ou régions concernés dépasse 2 €/MWh ; et
4. Seules les interconnecteurs qui démontrent que leurs avantages potentiels l'emportent sur leurs coûts devraient être développés.

Les graphiques de la Figure 112 mesurent la performance de GridLink en GB par rapport aux trois premiers critères du groupe d'experts. La Figure 113 mesure la performance de Gridlink par rapport à ces critères en France.

Les graphiques montrent que GridLink satisfait à tous les critères du groupe d'experts, tant en France qu'en Grande-Bretagne, ce qui indique l'urgence de la nécessité de développer une interconnexion supplémentaire.

Les résultats de SEW présentés en B1 montrent que les avantages potentiels de GridLink l'emportent sur ses coûts dans les trois scénarios de marché, ce qui indique que le projet devrait être développé.

⁵¹ https://eepublicdownloads.azureedge.net/tyndp-documents/loSN2020/200810_loSN2020mainreport_beforeconsultation.pdf

Figure 112 : Recommandations du groupe d'experts sur la capacité des IC - GB

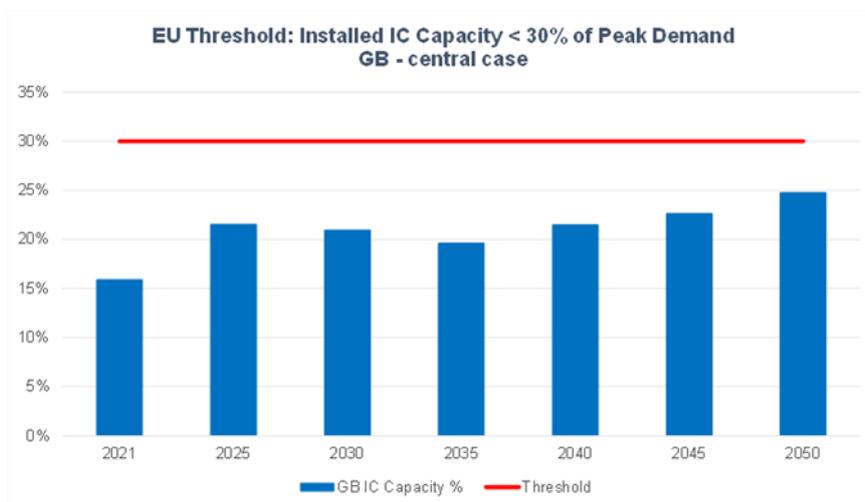
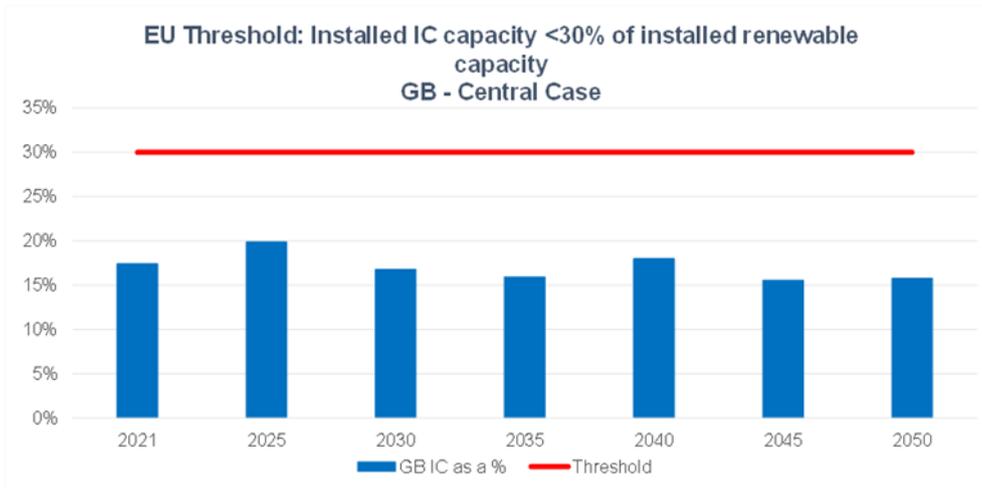
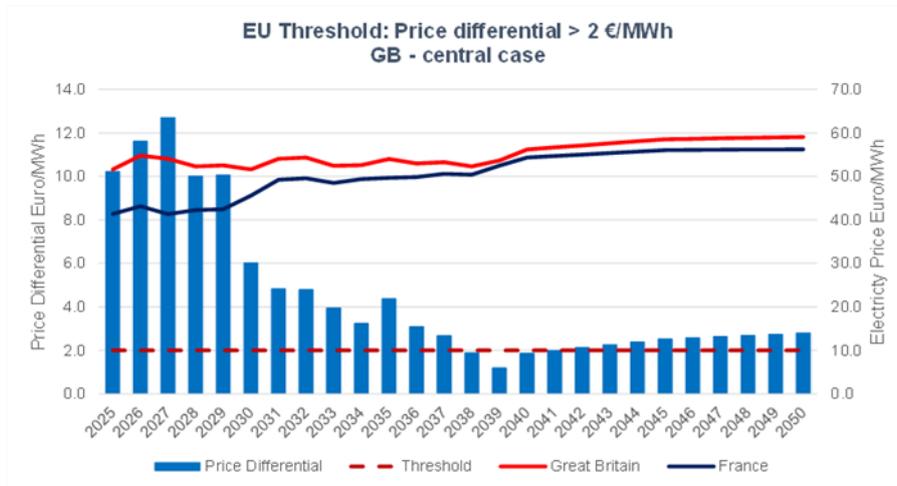
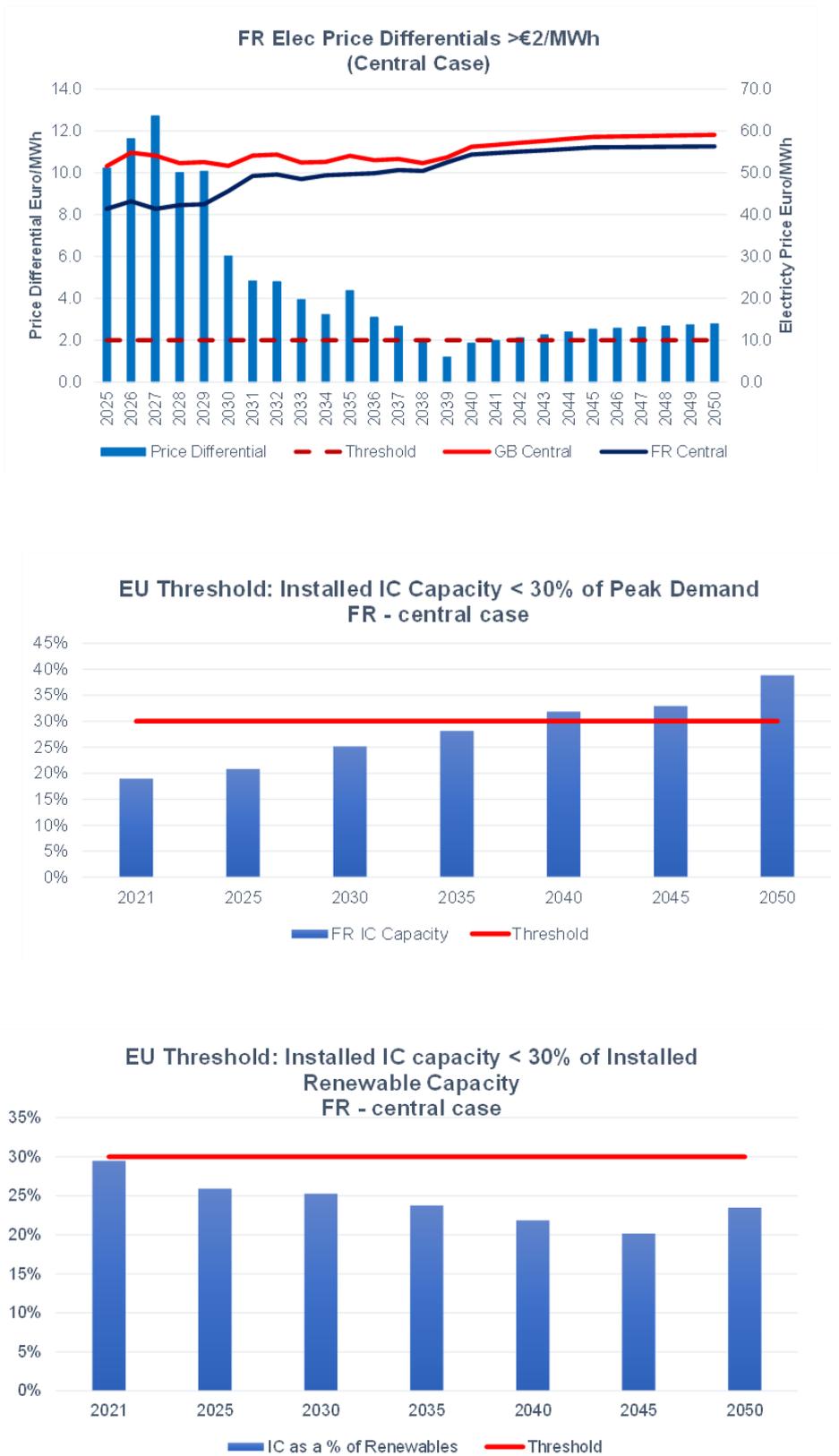


Figure 113 : Recommandations du groupe d'experts sur la capacité des IC - FR



21.11. Réalisation des objectifs en matière de changement climatique

La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) [Multi-Annual Energy Plan (MAEP)] est entrée en vigueur le 23 avril 2020 et définit les principaux objectifs et actions prioritaires du gouvernement français en matière d'énergie pour les dix prochaines années.

Figure 114 ci-dessous présente les principaux indicateurs de performance définis dans l'EPP et illustre (sur la base d'un système de feux de circulation) la mesure dans laquelle ces objectifs sont atteints dans le cadre de chacun des scénarios Afry.

On peut voir dans le cas d'hypothèse basse que certains objectifs sont atteints. Dans le cas central, beaucoup sont atteints et dans le cas haut, la plupart des objectifs sont atteints. Veuillez noter que si la politique visant à réduire la part du nucléaire dans la production à <50% d'ici 2035 dans le cas le plus bas et le plus central, elle est atteinte deux ans plus tard, en 2037.

Figure 114 : Objectifs en matière de changement climatique - Indicateurs clés de performance France

FRANCE		Installed Capacity (MW)		
Climate Change Benchmark	Policy Target	Low Case	Central Case	High Case
Offshore Wind	5.2-6.2 GW by 2028	6.14	7.45	8.77
Onshore Wind	24 GW by 2023	21.23	23.06	24.78
	33-35 GW by 2028	26.23	30.56	34.78
CCGT's	No additional capacity by 2030	0.42	1.01	10.58
Solar	20 GW by 2024	16.27	18.68	27.4
	36-44 GW by 2028	23.52	27.56	51.6
Coal	All closed by 2022	0	0	0
Nuclear	Nuclear share of electricity production <50% by 2035	60%	56%	48%

La Figure 115 ci-dessous montre les objectifs politiques du Royaume-Uni et la mesure dans laquelle ils sont atteints dans chaque scénario. Veuillez noter que l'objectif de 75 GW d'éoliennes en mer d'ici 2050 et l'objectif de 35 GW d'éoliennes sur terre d'ici 2035 ne sont pas une politique gouvernementale engagée ; ce sont plutôt des objectifs. En tant que tel, le niveau de construction est déterminé par les conditions du marché. On peut constater que tous les engagements politiques du Royaume-Uni sont respectés dans les scénarios central et supérieur.

Figure 115 : Objectifs en matière de changement climatique - Indicateurs clés de performance RU

Great Britain		Installed Capacity (MW)		
Climate Change Objective	Policy Target	Low Case	Central Case	High Case
Coal	Close by 2025	0	0	0
Offshore Wind	30 GW by 2030	19.37	29.82	36.88
	75GW by 2050	19.84	31.02	41.9
Onshore Wind	35 GW by 2035	16.99	19.28	37.93

21.12. TYNDP 2018 : Résultats SEW

GridLink est un projet d'intérêt commun. L'ENTSO-E est tenu de publier une analyse coûts-bénéfices pour les projets PCI et les promoteurs de projets sont tenus d'inclure l'analyse de l'ENTSO-E dans toute demande d'investissement.

Les résultats de l'analyse du TYNDP 2018 sont présentés dans le Tableau 68 ci-dessous.

Il convient de souligner que des problèmes importants ont été identifiés en ce qui concerne la méthodologie utilisée dans le TYNDP 2018, qu'ACER n'a pas accepté les résultats et que l'ENTSO-E a émis un message de prudence lors de la réalisation de tout type d'analyse financière visant à estimer la rentabilité ou la faisabilité d'un projet.

L'ENTSO-E a pris des mesures pour traiter ces questions dans le cadre du TYNDP 2020. Le projet d'étude des besoins du système TYNDP 2020 a récemment été publié et montre qu'après avoir pris ces mesures, il y a une augmentation significative du niveau de la capacité de transmission transfrontalière dans le TYNDP 2020 par rapport au TYNDP 2018 :

« En plus des 35 GW de renforcement des capacités de transport transfrontalier d'ici 2025 qui sont déjà bien avancés, l'étude des besoins du système conclut que 50 GW seraient rentables entre 2025 et 2030 et 43 GW supplémentaires d'ici 2040. »

Les projets de transport d'électricité actuellement en cours de conception ou de développement ne concernent qu'environ 43 GW des 93 GW de besoins identifiés entre 2025 et 2040.

En répondant aux besoins du système, l'Europe est sur la bonne voie pour réaliser le « Green Deal », avec 110 TWh d'énergie économisée et 53 millions de tonnes d'émissions de CO₂ évitées chaque année jusqu'en 2040. L'intégration du marché progresserait, la convergence des prix entre les zones d'offre augmentant grâce à 467 TWh/an supplémentaires d'échanges transfrontaliers d'ici 2040. »

GridLink a reçu une copie préliminaire des résultats de son ACB spécifique au projet pour le TYNDP 2020. Ils sont présentés dans la Figure 116. Le changement de méthodologie a entraîné une augmentation significative des avantages SEW par rapport au TYNDP 2018.

Dans le scénario de base « Tendances nationales (TN) », le montant de l'aide sociale à l'emploi est passé de 40 millions d'euros à 105 millions d'euros par an et si l'on y ajoute les avantages de l'aide sociale à l'emploi de la catégorie B6 (SoS), le montant total annuel de l'aide sociale à l'emploi s'élève à 142 millions d'euros par an. En déduisant les coûts de transmission de 31 millions d'euros, on obtient une SEW annuelle nette de 111 millions d'euros, ce qui est plus que suffisant pour couvrir les coûts d'exploitation annuels de [REDACTED] d'euros et, avec un plafond de [REDACTED] d'euros, on obtient une période de remboursement d'environ [REDACTED].

Les chiffres du SEW pour les scénarios alternatifs « Distributed Energy (DE) » et « Global Ambition (GA) » sont encore plus élevés que le scénario NT, l'indicateur B1 étant de 259 millions d'euros par an pour le scénario DE et 134 millions d'euros par an dans le scénario de l'AG.

Les résultats de l'ACB du TYNDP 2020 sont à l'état de projet mais indiquent clairement les améliorations matérielles du TYNDP 2018 et démontrent la viabilité économique de GridLink dans les trois scénari du TYNDP 2020.

Tableau 68 : ENTSOE-E 2018 TYNDP : Analyse coûts-bénéfices GridLink

Indicateur	Unités	2025 BE (min)	2025 BE (max)	2025 BE (moyenne)	2020 ST (min)	2030 ST (max)	2030 ST (moyenne)
△SEW	M€/an	15,88	21,77	18,18	36,56	45,58	40,57
△SEW CO ₂	M€/an	(1,21)	4,44	0,88	23,28	45,84	34,84
△SEW RES	M€/an	6,40	15,48	10,63	26,28	38,33	32,12
△CO ₂	Tonnes/an	(172 606,73)	47 017,53	(34 367,99)	(543 758,04)	(276 169,06)	(413 292,28)
△RES	MWh/an	119 219,94	303 958,16	207 062,27	325 981,32	472 097,09	392 095,36
△ENS	MWh/an	0,00	1,26	0,42	0,00	2,37	0,79
△AAM	MWh/an	29,65	945,39	354,45	6 556,12	22 917,71	12 763,17
△Pertes	GWh/an	-	-	395,40	-	-	448,0
△Losses	M€/an	-	-	9,81	-	-	32,2

Indicateur	Unités	2030 DG (min)	2030 DG (max)	2030 DG (moyenne)	2030 EUCO (min)	2030 EUCO (max)	2030 EUCO (moyenne)
△SEW	M€/an	20,50	30,09	24,31	37,37	39,27	38,07
△SEW CO ₂	M€/an	3,70	4,46	4,08	10,10	19,00	14,30
△SEW RES	M€/an	11,30	23,60	15,83	0,00	1,70	0,62
△CO ₂	Tonnes/an	(89 260,00)	(73 910,14)	(81 585,07)	(511 054,20)	(374 059,79)	(421 697,61)
△RES	MWh/an	166 570,77	375 855,94	248 190,03	0,00	26 797,63	9 752,48
△ENS	MWh/an	0,00	2,69	0,90	0,00	2,68	0,89
△AAM	MWh/an	1 580,98	28 751,43	15 266,32	16 207,87	301 484,82	167 801,19
△Losses	GWh/an	-	-	-	-	-	-
△Losses	M€/an	-	-	-	-	-	-

Indicateur	Unités	2030 DG (min)
Δ SEW	Augmentation annuelle du bien-être socio-économique (à l'exclusion du coût de l'ENS)	Δ SEW > 0 indique une augmentation du bien-être
Δ SEW CO ₂	Augmentation annuelle du bien-être socio-économique résultant de la réduction du CO ₂	
Δ SEW RES	Augmentation annuelle du bien-être socio-économique résultant de l'intégration des RES	
Δ CO ₂	Variation annuelle du CO ₂	Δ CO ₂ < 0 signifie une diminution des émissions
Δ RES	Réduction annuelle des émissions de SER évitée	Δ RES > 0 signifie moins de restrictions
Δ ENS	Réduction annuelle de l'énergie attendue non fournie	Δ ENS > 0 signifie une sécurité accrue de l'approvisionnement
Δ AAM	Marge d'adéquation supplémentaire (unités de pointe)	
BE	Scénario de la meilleure estimation (cas de base)	
ST	Scénario de transition durable	
DG	Scénario de production distribuée	
EUCO 30	EUCO 30 est un scénario politique de base produit par la Commission européenne. Le scénario suppose la réalisation d'ici 2030 de tous les objectifs climatiques et énergétiques de l'UE tels que fixés par le Conseil européen en 2014, mais inclut un objectif d'efficacité énergétique de 30%.	

Figure 116 : Résultats de l'ACB du TYNDP 2020

285 - GridLink

TYNDP2020 main submission window
Download PDF

Key Information
Project Description & Context
Project Assessment

② Transfer capacity increase (National Trends 2025)

	Border	A → B	B → A
Transfer capacity increase (in MW)	France - United Kingdom	1400	1400

② Boundary capacity diagram

Network boundary the projects helps mitigate
Great-Britain – Continental Europe and Nordics

Boundary capacity diagram



② CBA results

ENTSO-E has assessed the benefits delivered by each project in 2025 (scenario National Trends 2025) and in 2030 (three scenarios: National Trends, Distributed Energy and Global Ambition). Indicators B1 to B6 were computed by ENTSO-E, while promoters had the possibility to compute and submit so-called project-level benefits (B7 to B10). The benefits must be understood as benefits for Europe as a whole, not for the promoters of the project. Results are presented per scenario.

② Central scenario: National Trends

National Trends is the central policy scenario of the TYNDP2020, designed to reflect EU member state's National Energy and Climate Plans (NECP), in line with the requirement to meet current European 2030 energy strategy targets.

		NT2025	NT2030	② Comparison of the NT2030 average result with		
				DE2030	GA2030	
② Increase in socio-economic welfare						
B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M€ / year)	max	32	109	↓	↓	ENTSO-E assessment
	average	29	105			
	min	2 /	99			
- B1_CO2 Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from CO2 emissions reduction	max	11	40	↓	↓	ENTSO-E assessment
	average	9	39			
	min	7	38			

- B1_RES Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from RES integration	max	2	15	↑	↑	ENTSO-E assessment
	average	1	11			
	min	1	3			

② Reduction of CO2 and GHG emissions

B2a Annual CO2 variation from market simulation (M€ / year)	max	-317	-1365	↑	↓	ENTSO-E assessment
	average	-371	-1390			
	min	458	1433			

B2a_SEW Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from market simulation (M€ / year)	CO2 price	60€/ton	62	224	↓	↑	ENTSO-E assessment
		100€/ton	29	100	↑	↑	
		189€/ton	14	44	↑	↑	

B2b Annual CO2 variation due to network losses (ktonnacs / year)	average	213	440	n/a	n/a	ENTSO-E assessment
--	---------	------------	------------	-----	-----	--------------------

B2b_SEW Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from network simulation (M€ / year)	CO2 price	60€/ton	-35	-71	n/a	n/a	ENTSO-E assessment
		100€/ton	-16	-32			
		189€/ton	-11	-12			

B4 Non-CO2 emissions (kg/year)

- B4a Nitrogen oxides	average	1099	2180	n/a	n/a	ENTSO E assessment
-----------------------	---------	-------------	-------------	-----	-----	--------------------

- B4b Ammonia	average	56	96	n/a	n/a	ENTSO-E assessment
---------------	---------	-----------	-----------	-----	-----	--------------------

- B4c Sulfur dioxide	average	1325	2148	n/a	n/a	ENTSO-E assessment
----------------------	---------	-------------	-------------	-----	-----	--------------------

- B4d Particular matter 5	average	-6387	-31376	n/a	n/a	ENTSO-F assessment
---------------------------	---------	--------------	---------------	-----	-----	--------------------

- B4e Particulate matter 10	average	69	138	n/a	n/a	ENTSO-E assessment
-----------------------------	---------	-----------	------------	-----	-----	--------------------

- B4f Non-methane volatile organic compounds	average	-6431	-31506	n/a	n/a	ENTSO-E assessment
--	---------	--------------	---------------	-----	-----	--------------------

② Integration of renewable energy sources

		41	426	↑	↑	ENTSO-E
--	--	----	-----	---	---	---------

		30	308			assessment
B3 Annual avoided curtailment(RCS integration) (GWh / year)	max average min	19	92			

B3a Connected RES (MW)	-			n/a	n/a	ENTSO-E assessment
------------------------	---	--	--	-----	-----	--------------------

② Impact on grid losses

B5 Variation of network losses (GWh / year)	average	355	1155	n/a	n/a	ENTSO-E assessment
---	---------	------------	-------------	-----	-----	--------------------

B5_SEW Variation of network losses monetized (M€ / year)	average	18	31	n/a	n/a	ENTSO-E assessment
--	---------	-----------	-----------	-----	-----	--------------------

② Security of supply

B6 Annual reduction in Energy Not Served (MWh / year)	max average min		3660	n/a	n/a	ENTSO E assessment
---	-----------------------	--	-------------	-----	-----	--------------------

- B6_SEW Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from reduction in ENS	average	n/a	36.6	n/a	n/a	ENTSO-E assessment
---	---------	------------	-------------	-----	-----	--------------------

② Scenarios: Distributed Energy & Global Ambition

DE and GA are two scenarios created in line with the COP21 targets to understand the impact on infrastructure needs against different pathways reducing EJ-28 emissions to net-zero by 2050. For these two scenarios, projects were assessed with a subset of CBA parameters.

	DE2030	GA2030	
--	--------	--------	--

② Increase in socio-economic welfare

B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M€ / year)	average	259	134		ENTSO-E assessment
---	---------	------------	------------	--	--------------------

- B1_CO2 Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from CO2 emissions reduction	average	109	44		ENTSO E assessment
--	---------	------------	-----------	--	--------------------

- B1_RES Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from RCS integration	average	1	7		ENTSO-E assessment
--	---------	----------	----------	--	--------------------

② Reduction of CO2 and GHG emissions

B2a Annual CO2 variation from market simulation (M€ / year)	average	-2064	-1259		ENTSO-E assessment
---	---------	--------------	--------------	--	--------------------

year)

B2a_SEW Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from market simulation (M€ / year)	CO2 price	60€/ton 100€/ton 189€/ton	281 97 14	194 82 31	ENTSO-E assessment
--	-----------	---------------------------------	------------------------	------------------------	--------------------

② Integration of renewable energy sources

B3 Annual avoided curtailment(RES integration) (GWh / year)	average	37	162	ENTSO-E assessment
---	---------	-----------	------------	--------------------

B3a Connected RES (MW)	-			ENTSO-E assessment
------------------------	---	--	--	--------------------

② Sensitivity Study: Current Trends

'Current Trends' describes a future where the energy transition is slower than planned.

	CT2030	
--	--------	--

② Increase in socio-economic welfare

B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M€ / year)	average	47	ENTSO-E assessment
---	---------	-----------	--------------------

- B1_CO2 Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from CO2 emissions reduction	average	13	ENTSO-E assessment
--	---------	-----------	--------------------

- B1_RES Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from RES integration	average	1	ENTSO-E assessment
--	---------	----------	--------------------

② Reduction of CO2 and GHG emissions

B2a Annual CO2 variation from market simulation (M€ / year)	average	-465	ENTSO-E assessment
---	---------	-------------	--------------------

B2a_SEW Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from market simulation (M€ / year)	CO2 price	60€/ton 100€/ton 189€/ton	75 33 15	ENTSO-E assessment
--	-----------	---------------------------------	-----------------------	--------------------

② Integration of renewable energy sources

B3 Annual avoided curtailment(RES integration)	average	12	ENTSO-E assessment
--	---------	-----------	--------------------

year)

B2a_SEW Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from market simulation (M€ / year)	CO2 price	60€/ton 100€/ton 189€/ton	281 97 14	194 82 31	ENTSO-E assessment
--	-----------	---------------------------------	------------------------	------------------------	--------------------

② Integration of renewable energy sources

B3 Annual avoided curtailment(RES integration) (GWh / year)	average	37	162	ENTSO-E assessment
---	---------	-----------	------------	--------------------

B3a Connected RES (MW)	-			ENTSO-E assessment
------------------------	---	--	--	--------------------

② Sensitivity Study: Current Trends

'Current Trends' describes a future where the energy transition is slower than planned.

	CT2030	
--	--------	--

② Increase in socio-economic welfare

B1 Annual Socio-Economic Welfare (SEW) increase (M€ / year)	average	47	ENTSO-E assessment
---	---------	-----------	--------------------

- B1_CO2 Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from CO2 emissions reduction	average	13	ENTSO-E assessment
--	---------	-----------	--------------------

- B1_RES Annual Socio-Economic Welfare increase resulting from RES integration	average	1	ENTSO-E assessment
--	---------	----------	--------------------

② Reduction of CO2 and GHG emissions

B2a Annual CO2 variation from market simulation (M€ / year)	average	-465	ENTSO-E assessment
---	---------	-------------	--------------------

B2a_SEW Annual Societal cost variation resulting from CO2 variation from market simulation (M€ / year)	CO2 price	60€/ton 100€/ton 189€/ton	75 33 15	ENTSO-E assessment
--	-----------	---------------------------------	-----------------------	--------------------

② Integration of renewable energy sources

B3 Annual avoided curtailment(RES integration)	average	12	ENTSO-E assessment
--	---------	-----------	--------------------

21.13. Impact sur les tarifs

GridLink est une entreprise privée. Contrairement aux GRT traditionnels qui collectent des fonds au niveau des entreprises et financent leurs activités par des redevances de réseau, GridLink ne prélèvera des redevances qu'auprès des utilisateurs de l'interconnecteur GridLink.

Le système de plafonds et de planchers de l'Ofgem prévoit un prix plancher et si les recettes tombent en dessous de ce plancher, des frais seront prélevés au niveau du réseau pour financer le déficit. Selon l'analyse d'Afry, le plancher n'est déclenché que dans le cas le plus bas de GridLink, et ensuite seulement brièvement sur la période modélisée de 25 ans, pour un coût total de [REDACTED] d'euros. Il est prévu que ce manque à gagner soit compensé par les paiements des services auxiliaires qui sont estimés à [REDACTED] d'euros.

De même, si les recettes dépassent le plafond, l'excédent est utilisé pour abaisser les tarifs du réseau pour tous les utilisateurs du système. Dans le cas le plus élevé, les recettes dépassent le plafond et génèrent un excédent de [REDACTED] d'euros sur un horizon de 25 ans qui serait utilisé pour réduire les factures d'électricité des consommateurs. Il convient de noter que les valeurs plafond et plancher sont des estimations et sont finalement fixées par l'Ofgem. Il peut en résulter un plafond plus ou moins élevé et donc un excédent plus ou moins important.

Dans le cas du Centre, aucun déficit n'est généré et il y a un léger excédent de [REDACTED] d'euros.

21.14. Impact sur la concurrence

La mise en service du projet GridLink apportera un volume allant jusqu'à 12 TWh/an aux marchés de gros de l'électricité de Grande-Bretagne et d'Europe, apportant ainsi une contribution positive à la profondeur et à la liquidité des marchés de gros.

Avec une capacité de transfert de puissance de 1400 MW, Gridlink apportera également profondeur et liquidité aux marchés quotidiens, contribuera à améliorer la sécurité d'approvisionnement, supprimera les écarts de prix entre pays voisins et réduira la volatilité des prix.

En termes d'impacts sur les interconnecteurs existants, l'analyse ACB réalisée par Afry prend en compte l'interconnecteur existant vers la France (IFA 1) ainsi que les deux interconnecteurs actuellement en construction (IFA 2 et Eleclink) et démontre clairement qu'il y a de la place à la frontière GB-FR pour un interconnecteur supplémentaire à partir de 2025 sans effet négatif sur ces interconnecteurs. C'est également la conclusion à laquelle parvient le NG ESO dans son évaluation des options du réseau 2020 et dans le projet de résultats de l'ACB du TYNDP 2020.

21.15. Impact sur le mécanisme ITC

GridLink a demandé à Baringa de fournir un rapport sur les impacts potentiels sur le mécanisme de l'ITC. Une copie du rapport ACB de l'Afry se trouve à Annexe 25.

Aucun impact matériel n'est prévu.

21.16. Consultation avec les GRT

GridLink s'est continuellement engagé avec les GRT concernés tout au long du développement du projet. Les détails techniques du projet ont été échangés avec NG ESO et RTE et sont intégrés dans les accords de connexion au réseau conclus avec chaque partie. Comme indiqué ailleurs dans ce rapport, GridLink s'est largement engagé auprès de RTE dans le cadre des procédures de planification,

d'autorisation et de consultation requises en France. GridLink poursuivra cet engagement tout au long du développement, de la construction et de l'exploitation du projet.

GridLink a également consulté spécifiquement les GRT sur son analyse coûts-bénéfices. Le Tableau 69 ci-dessous indique la date à laquelle l'ACB de Baringa a été envoyée aux GRT pour consultation et la date à laquelle les réponses à la consultation ont été reçues. Veuillez noter que Tennet a aimablement accepté de coordonner les réponses de tous les GRT allemands et de répondre en leur nom.

Des copies du rapport ont également été envoyées à la BNetzA, la CRE, l'Ofgem et l'ACER pour information le 2 octobre 2019.

Tableau 69 : Consultation sur l'ACB avec les GRT

GRT	Date envoyée	Date à laquelle les observations ont été reçues
NG ESO	2 Octobre 2019	19 novembre 2019
RTE	2 Octobre 2019	12 mars 2020
50 Hz	2 Octobre 2019	29 novembre 2019
Ampiron	2 Octobre 2019	29 novembre 2019
Tennet	2 Octobre 2019	29 novembre 2019
Transnet	2 Octobre 2019	29 novembre 2019

21.17. Réponses des GRT et actions qui en découlent

Des copies des réponses reçues des GRT en réponse à la consultation se trouvent dans Annexe 26.

Commentaires de NG ESO

Le NG ESO n'a pas commenté l'ACB de GridLink, mais a plutôt fourni sa propre analyse du niveau optimal de capacité de l'interconnecteur à la frontière entre la Grande-Bretagne et la France, présentée dans l'évaluation des options de réseau pour les interconnecteurs et réalisée dans le cadre de la NOA 2018/19. Plus précisément, elle a défini un niveau de capacité de base à la frontière entre la Grande-Bretagne et la France (6,8 GW d'ici 2026) qu'elle considère comme le niveau optimal de capacité et que des ajouts de capacité au-delà de ce niveau ne seraient pas considérés comme bénéfiques car ils augmenteraient, entre autres, les coûts de congestion au lieu de les diminuer. Le rapport n'indiquait pas si GridLink était inclus dans le niveau de base. NG ESO a ensuite précisé par e-mail que le projet GridLink était inclus dans la capacité de niveau de base.

Action menées : Aucune modification n'a été apportée à l'ACB après réception des observations du NG ESO

Observations des GRT allemands (fournies par Tennet au nom de tous les GRT allemands)

Tennet a fait plusieurs commentaires, dont le plus important est que la majorité des avantages de SEW revenant à l'Allemagne ont été acquis au cours des dix dernières années de la période d'étude

(2040-2050). Tennet a fait remarquer que, sans ces régularisations, les intérêts allemands seraient minimales et a remis en question la logique de la méthodologie et des hypothèses utilisées pour obtenir ces chiffres.

Action menées : GridLink a examiné la méthodologie de modélisation et les hypothèses utilisées par Baringa. Les scénarios Baringa sont guidés par les prix des matières premières. En ce qui concerne les objectifs en matière de changement climatique, lorsqu'une politique existe mais qu'il n'y a pas de mécanisme explicite en place pour donner effet à cette politique, l'analyse Baringa ne tient pas compte de cette politique et les prévisions sont dictées par les prix des matières premières. Ainsi, si un mécanisme de soutien est en place pour une période de temps limitée, par exemple trois ans, après l'expiration de cette période, aucun soutien supplémentaire n'est supposé. Une conséquence de cette hypothèse est que l'Allemagne importerait des quantités importantes d'électricité plutôt que de développer ses propres sources d'énergie (renouvelables). Cet effet a également été remarqué par la CRE. GridLink estime qu'il est raisonnable de supposer que si une politique à long terme a été définie pour atteindre les objectifs en matière de changement climatique, il est également raisonnable de supposer que des mécanismes seront mis en place pour soutenir ces objectifs, même si ces mécanismes ne sont pas visibles aujourd'hui. C'est particulièrement le cas si les objectifs sont inscrits dans la loi. En conséquence, GridLink a engagé Afry pour réaliser une analyse coûts/bénéfices car leurs scénarios sont axés sur la politique. En conséquence, l'intérêt allemand a diminué et est passé sous le seuil d'importance de 10%.

Commentaires de RTE

RTE a noté que la méthodologie de l'ACB de Baringa utilisée est cohérente avec celle du TYNDP 2018 mais a souligné plusieurs différences entre les scénarios TYNDP et les scénarios Baringa. RTE a souligné que l'ACB de Baringa utilise une année climatique (2012) au lieu des trois utilisées dans le TYNDP. En particulier, RTE souligne les différences entre les valeurs de l'ESD et celles calculées dans le TYNDP (Baringa étant plus élevé). RTE a également souligné que les revenus générés par le projet (calculés comme une moyenne des scénarios TYNDP 2018) seraient insuffisants pour couvrir les coûts d'investissement, les coûts d'exploitation et les pertes du projet) et en supposant une répartition des coûts à 50/50. Selon RTE, cela se traduirait par une augmentation des tarifs français de 1,19% sur 25 ans. RTE estime également une augmentation de la contribution au mécanisme ITC de 1,2 million d'euros par an (moyenne de trois scénarios TYNDP). RTE n'a pas commenté les résultats de l'analyse ACB de Baringa.

Action menées : Les promoteurs de projets sont autorisés à préparer leur propre analyse ACB dans une demande d'investissement ainsi que l'analyse ACB préparée par l'ENTSO-E pour le TYNDP. GridLink a présenté à la fois sa propre ACB (dont la méthodologie est cohérente avec celle de l'ACB TYNDP), l'ACB TYNDP 2018 et le projet d'ACB TYNDP 2020. Nous prenons note des commentaires de RTE sur l'OSE et les flux de revenus calculés dans le cadre de l'ACB 2018 du TYNDP 2018 et soulignons qu'ils ont été faits avant que les problèmes de l'analyse du TYNDP 2018 ne soient identifiés et que l'ENTSO-E a depuis pris des mesures pour corriger ces problèmes pour le TYNDP 2020 (comme on peut le voir dans les résultats sensiblement plus élevés pour GridLink dans le cadre de l'analyse du TYNDP 2020 (présentés ci-dessus)). Nous prenons également note des commentaires de RTE sur l'utilisation d'une année climatique unique et avons pris des mesures pour modifier cette situation. L'analyse ACB d'Afry utilise désormais une moyenne de cinq années climatiques (2102, 2014, 2015, 2017 et 2018). Nous prenons note des commentaires de RTE sur les augmentations tarifaires et soulignons les

avantages de la B6 (SoS) dans le TYNDP 2018 et le projet de TYNDP 2020 qui font plus que compenser cela.

21.18. Présentation des résultats de l'ACB aux ARN

GridLink a présenté les résultats de son analyse ACB dans deux ateliers avec CRE qui se sont tenus le 29 juillet et le 24 septembre 2020. Un atelier s'est tenu avec Ofgem le 1^{er} octobre 2020. Des copies des questions soulevées par chaque ARN à la suite des présentations, ainsi que les réponses écrites fournies, sont fournies dans l'Annexe 35.

21.19. Données sous forme de tableur

L'ensemble de données qui sous-tend les résultats de l'ACB pour permettre la réplication de la modélisation a été préparé sous forme de tableur et est inclus dans le disque dur qui accompagne la présente soumission.

22. PLAN DE FINANCEMENT

22.1. Sources de fonds et exigences de financement

Jusqu'à présent, les coûts de développement ont uniquement été financés par iCON Infrastructure Partners III LP sur ses fonds propres engagés. Les coûts de construction de GridLink seront financés dans le cadre d'une structure de financement de projet traditionnelle utilisant une combinaison de dettes et de capitaux propres. D'autres dettes et capitaux propres seront mobilisés à la clôture financière pour financer les coûts de construction et seront prélevés selon le calendrier des paiements d'étape contenu dans le(s) contrat(s) EPC. D'autres prélèvements sur l'engagement de capitaux propres et la facilité de crédit seront effectués à la date des opérations commerciales (COD) ou immédiatement avant pour financer les besoins en fonds de roulement et les lettres de crédit.

GridLink est entièrement détenu par iCON Infrastructure Partners III LP (« iCON III »), un fonds d'infrastructure qui est exclusivement géré et conseillé par iCON Infrastructure LLP (« iCON »).

iCON est un groupe d'investissement indépendant qui gère plus de 4,3 milliards d'euros d'actifs et se concentre sur l'investissement dans des infrastructures de haute qualité en Europe et en Amérique du Nord. iCON a récemment levé son fonds le plus récent, iCON Infrastructure Partners V, LP, avec 1,9 milliard d'euros de capital engagé de la part de ses investisseurs. Les investisseurs d'iCON comprennent des fonds de pension, des gestionnaires d'actifs et des compagnies d'assurance mondialement reconnus du Royaume-Uni, d'Europe, des États-Unis, du Canada, du Moyen-Orient et d'Asie. De plus amples informations sur iCON sont disponibles sur son site web⁵².

iCON III a atteint sa clôture finale en avril 2015 avec plus de 800 millions d'euros de capital engagé. Le capital de ce fonds a été alloué pour répondre à la contribution prévue de iCON au capital de construction. Le conseil d'administration du partenaire général gérant d'iCON III (iCON Infrastructure Management III Limited) prendra une décision finale d'investissement peu avant la clôture financière et sous réserve de la confirmation du soutien réglementaire de GridLink au Royaume-Uni et en France et de l'achèvement d'un processus de financement du projet.

Dans le cadre du processus de financement des subventions CEF, iCON s'est engagé auprès de l'INEA à financer les coûts de développement de GridLink. La preuve de cet engagement est fournie à l'adresse suivante Annexe 27.

Il est prévu que le financement par l'emprunt sera levé au moment opportun pour couvrir les coûts de financement (y compris les frais d'arrangement et la couverture des risques de change), les coûts en capital (y compris les imprévus), le fonds de roulement, la réserve pour le service de la dette, les lettres de crédit garanties en espèces, les pièces de rechange et l'assurance. Il est prévu que la facilité d'emprunt fournisse environ 70% du besoin de financement total, soit un ratio dette/capitaux propres de 70/30.

Des couvertures de change seront mises en place à la clôture financière pour fixer les risques de change découlant des contrats d'achat d'ingénierie et de construction (EPC). Le montant de la devise à couvrir et le coût seront déterminés après la sélection des contractants EPC.

Le besoin de financement total à financer à la clôture financière est estimé à 889 millions de livres sterling, dont les coûts en capital sont de [REDACTED] de livres sterling et les coûts de financement de [REDACTED] de livres sterling.

⁵² <https://www.iconinfrastructure.com/about-us/>

Le détail des coûts de financement estimés est fournie en Annexe 31. Les coûts d'exploitation sont payés par le biais des recettes provenant de la rente de congestion.

Le besoin de financement total comprend les intérêts capitalisés et les commissions d'engagement. Il est prévu que dans le cadre de la structure de financement de projet proposée, ces deux éléments de coût seront regroupés et inclus dans la facilité de financement. Le plan d'affaires au chapitre 23 montre comment les coûts du projet doivent être financés.

Les coûts de financement sont déterminés pour l'ensemble du projet et conformément aux coûts de financement autorisés définis dans le programme Cap & Floor. On suppose que les coûts de financement autorisés seront les mêmes dans le cadre du régime réglementaire français.

Tableau 68 : Besoin total de financement

	£, réel 2019
Coûts des capitaux	
Coûts de développement	
Coûts des capitaux	
Coûts de gestion de la construction	
CEF Grant	
Sous total (1)	
Coûts de financement	
Coûts de transaction autorisés	
Intérêt pendant la construction	
Fonds de réserve pour le service de la dette	
Fonds de roulement	
Couverture du risque de change	
Sous total (2)	
Besoin total de financement (1 + 2)	£889,040,795
Coûts d'exploitation annuels	£22,257,514

**Estimations sous réserve du processus de financement*

Sous réserve des fluctuations des taux de change avant la clôture financière (moment auquel le risque de change sera couvert), GridLink s'attend à ce que les exigences globales en matière de capital ne varient pas de manière significative par rapport au budget ci-dessus.

Les hypothèses de financement simplifiées sont présentées dans le plan d'entreprise au chapitre 16. Le ratio d'endettement sera fixé avant la clôture financière. En cas de modification des hypothèses de financement, des fonds propres supplémentaires seront levés avant la clôture financière afin de répondre à l'apport de fonds propres requis.

Des discussions initiales ont eu lieu avec différents financeurs [REDACTED] [REDACTED] qui ont tous exprimé leur intérêt à fournir un financement par emprunt pour le projet.

22.2. Décision finale d'investissement et clôture financière

La décision d'investissement finale de GridLink sera prise après réception des approbations réglementaires, puis le projet passera à la clôture financière et à l'exécution des contrats EPC.

La clôture financière suit rapidement la décision finale d'investissement et nécessite l'approbation du prêteur. L'approbation sera subordonnée à la satisfaction d'un certain nombre de conditions préalables, notamment :

- Licence d'interconnecteur et certification des GRT ;
- Réception de toutes les approbations réglementaires nécessaires en ce qui concerne la demande d'investissement de GridLink ;
- Accords de connexion au réseau ;
- Exécution des accords d'option sur les terres ;
- Attribution des autorisations en matière d'urbanisme et d'environnement ;
- Contrats EPC approuvés par le prêteur ;
- Contrat d'exploitation et de maintenance approuvé par le prêteur ;
- Le prêteur a approuvé le contrat de service à long terme avec les OEM ;
- Programme d'assurance et contrats approuvés par le prêteur ;
- Plan de financement approuvé par le prêteur (comité de crédit) ; et
- Plan de gestion de la construction approuvé par le prêteur.

Le calendrier du projet jusqu'à la clôture financière est basé sur la réalisation des activités nécessaires pour satisfaire ces conditions préalables. Lorsque ces conditions préalables seront remplies, le projet passera à la clôture financière. Conformément au calendrier de développement du projet, la clôture financière est prévue pour décembre 2021.

23. BUSINESS PLAN

23.1. Contenu du plan d'activité

L'article 12(3) b du règlement 347/2013 ainsi que la recommandation ACER 05/2015 définissent les éléments qui doivent être inclus dans un plan d'activité. Ces éléments sont les suivants :

- 1) Projections de la demande
- 2) Une analyse et une évaluation de la rentabilité et de la viabilité financière du projet
- 3) Identification de la solution de financement privilégiée
- 4) Sources de financement et une ventilation du besoin total de financement entre financement par emprunt, par capitaux propres et par subvention (en indiquant la source de la subvention)
- 5) Un calendrier détaillé de développement du projet

23.2. Projections de la demande

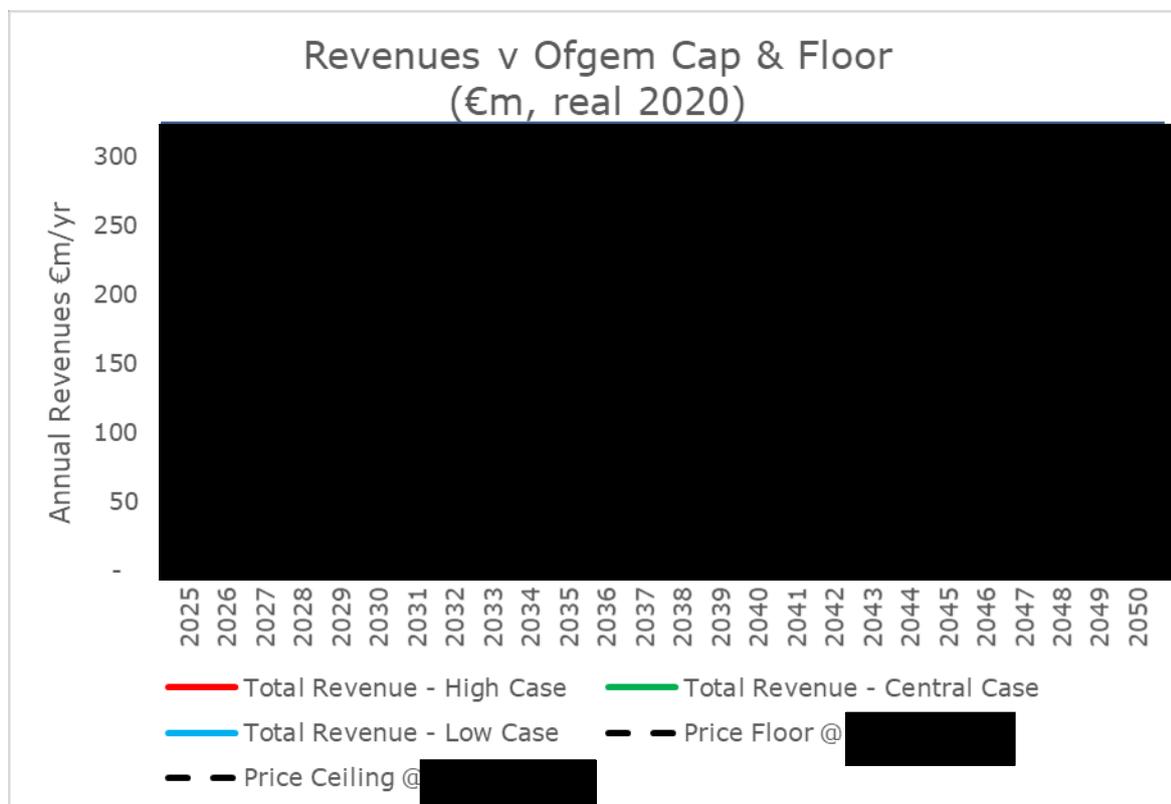
Les projections de la demande sont contenues dans le rapport ACB de l'Afry. Une copie du rapport ACB de l'Afry se trouve en Annexe 29. La demande variera en fonction du scénario. Le Tableau 69 fournit et extrait de l'ensemble de données de l'ACB et montre la demande et l'utilisation sur la période de prévision pour chacun des trois scénarios (scénario bas, scénario de base et scénario élevé). Comme il est possible de le voir dans le tableau ci-dessous, les taux d'utilisation de l'interconnecteur restent stables dans les divers scénarios, démontrant que les avantages de l'interconnecteur restent résilients à l'évolution des éléments exogènes tels que les politiques énergétiques et les politiques macro-économiques.

Tableau 69 : Taux de demande et d'utilisation

Flows and Utilisation - High scenario							
	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
Flow - GWh	11,407	11,215	11,149	11,248	11,301	11,394	
Utilisation - %	94%	93%	92%	93%	94%	94%	
Flows and Utilisation - Base case							
	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
Flow - GWh	11,570	11,204	11,082	11,204	11,234	11,262	
Utilisation - %	96%	93%	92%	93%	93%	93%	
Flows and Utilisation - Low scenario							
	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
Flow - GWh	11,668	11,403	11,172	11,176	11,188	10,962	
Utilisation - %	97%	94%	92%	93%	93%	91%	

23.3. Rentabilité et viabilité financière

Figure 117 : Loyer annuel de congestion par rapport au plafond et au plancher de l'Ofgem



Annual Congestion Rent (€m, real 2020)						
	2025	2030	2035	2040	2045	2050

La Figure 117 est un extrait du rapport de l'ACB de l'Afry et montre les rentes de congestion annuelles découlant de chaque scénario par rapport aux niveaux Cap & Floor fixés par le régime réglementaire de l'Ofgem. Les niveaux Cap & Floor sont estimés et sont soumis à l'approbation de l'Ofgem au stade de l'évaluation finale du projet (FPA). Le Floor est fixé de manière à permettre le recouvrement des coûts du capital, des coûts d'exploitation, du service de la dette et du rendement des capitaux propres.

Dans le scénario élevé, les loyers liés à la congestion dépassent le plafond de [redacted] d'euros cumulativement sur un horizon de 25 ans. Dans le cadre du système Cap and Floor, les recettes excédant le plafond sont utilisées pour réduire les frais de transport d'électricité pour les utilisateurs du système de transmission. Il convient de noter que les valeurs Cap and Floor sont des estimations déterminées en utilisant le modèle de feuille de calcul fourni par Ofgem et seront finalisées après

l'évaluation finale du projet (FPA) par l'Ofgem. Il peut en résulter un plafond plus ou moins élevé et donc un excédent plus ou moins important.

Dans le scénario central, les recettes se situent entre le Cap and Floor pour la plupart des années mais dépassent le Cap pendant quatre ans, générant un excédent cumulé de [REDACTED] d'euros.

Dans le scénario faible, les recettes tombent en dessous du plancher dans six années de la période de vingt-cinq ans étudiée, et déclenchent des paiements de plancher pour un total de [REDACTED] d'euros.

Les flux de recettes provenant de la fourniture de services auxiliaires ne sont pas inclus. Ils sont estimés [REDACTED] et s'élèvent à [REDACTED] d'euros sur un horizon de 25 ans, ce qui couvrirait plus que suffisamment le paiement plancher de [REDACTED] d'euros dans le scénario faible.

La Figure 118 fournit un compte de résultat et un bilan tous les cinq ans et pour la période d'horizon de 25 ans dans le cas central.

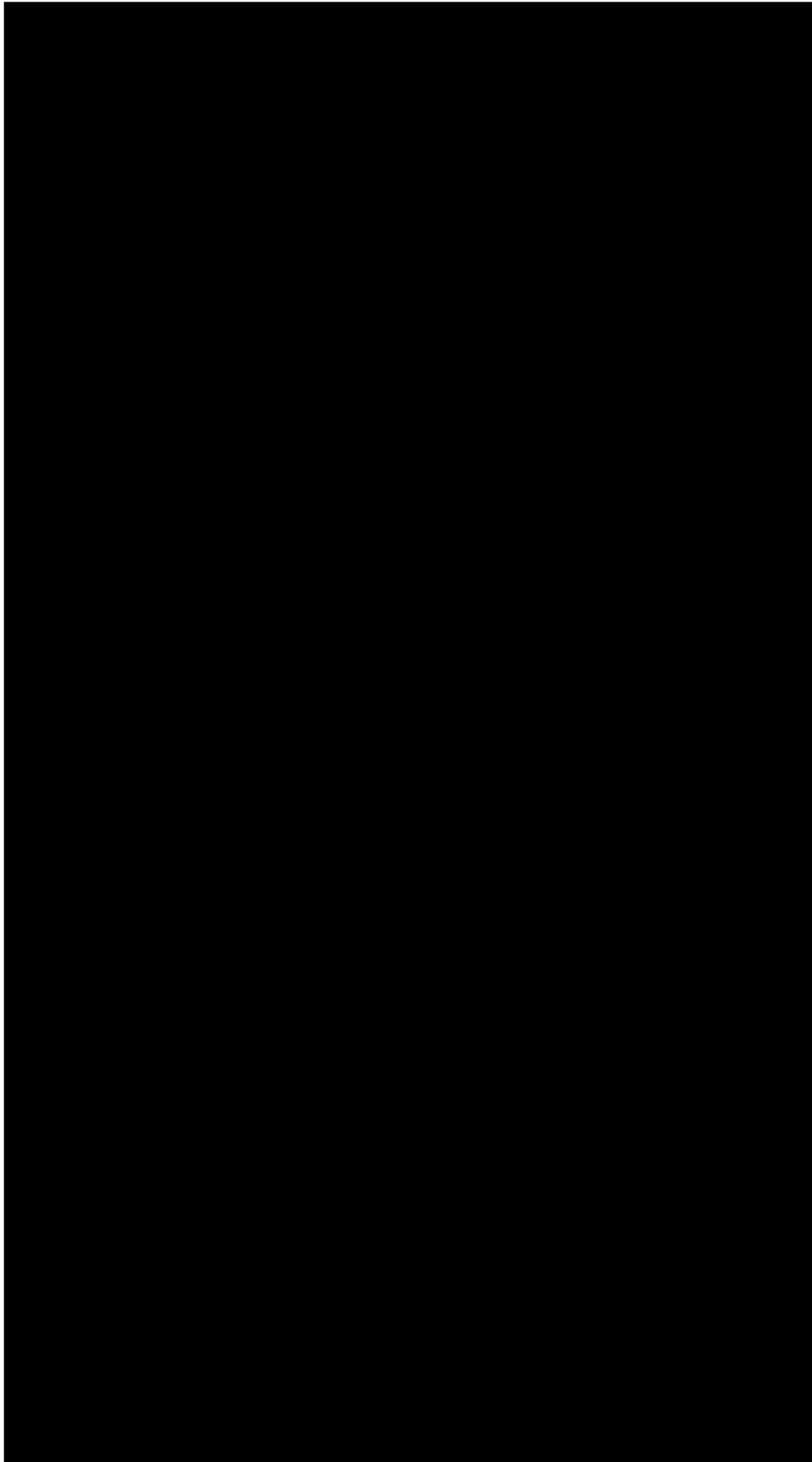
Le compte de résultat démontre clairement que même sans flux de recettes provenant de la fourniture de services auxiliaires, GridLink est rentable et génère des revenus suffisants pour financer ses activités sur une base durable à long terme.

Le compte de résultat comprend également les paiements de rapprochement périodiques qui doivent être effectués pour toutes les années où les recettes dépassent le plafond (paiements d'ajustement du plafond).

Le Cap and Floor sont applicables à la part des revenus de l'interconnexion, des revenus d'arbitrage et des paiements de capacité qui reviennent à la part du câble en GB (pour cette étude, cette part est de 50%).

En l'absence d'un régime réglementaire défini en France à des fins de modélisation, on suppose que le régime Cap & Floor serait également applicable en France.

Figure 118 : Bilan et compte de résultat (Nominal, Euros)



23.4. Identification de la solution de financement privilégiée

GridLink sera financé par des emprunts et des capitaux propres. Il existe d'autres méthodes de financement par l'emprunt pour GridLink, notamment le financement par obligations, mais l'hypothèse actuelle est que GridLink va lever des dettes dans le cadre d'une structure de financement de projet traditionnelle. GridLink sera soutenu par des conseillers financiers spécialisés et bénéficiera du soutien d'iCON, son unique actionnaire, qui possède une vaste expérience dans la mise en place de solutions de financement pour les actifs d'infrastructure.

L'équipe iCON a tenu des discussions préliminaires avec une série de prêteurs potentiels et, sous réserve de l'octroi du statut « réglementé », elle est sûre de pouvoir lever des fonds.

23.5. Un calendrier détaillé de développement du projet

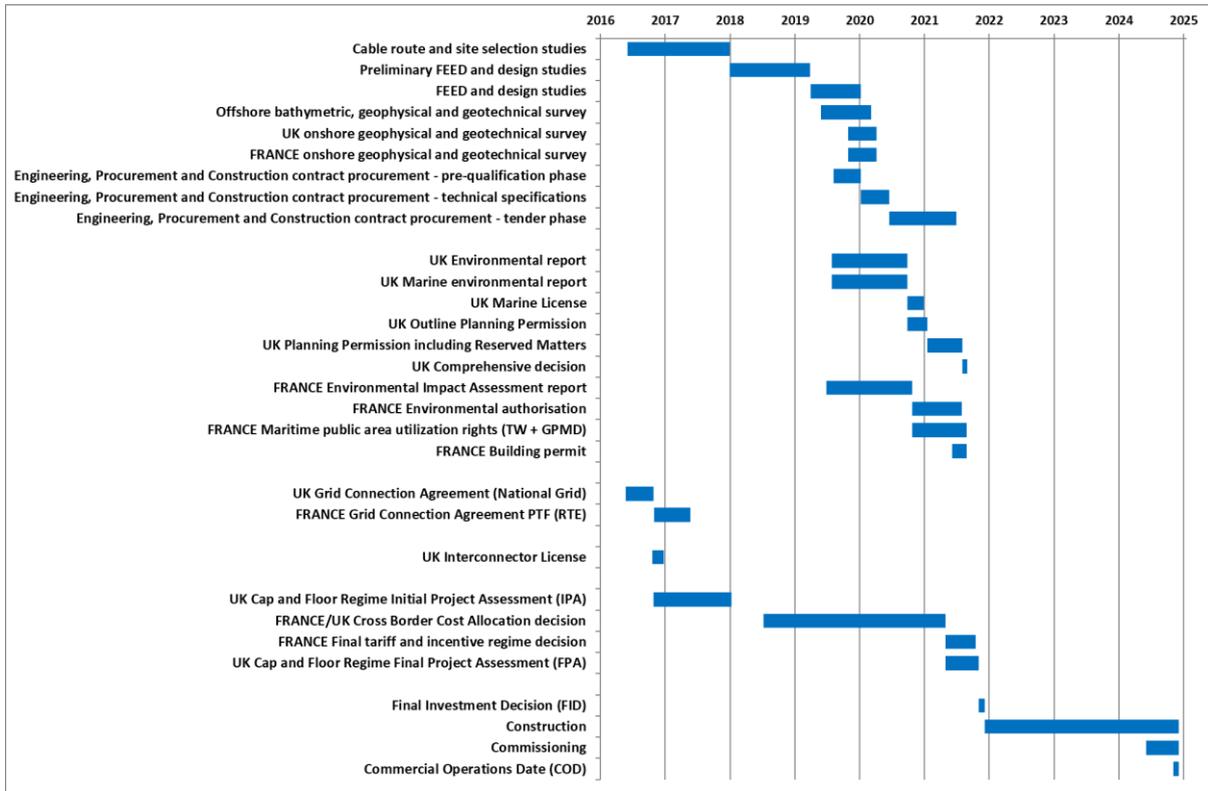
Un aperçu du calendrier de mise en œuvre de GridLink est donné dans la Figure 119. Un calendrier de développement détaillé est fourni à l'Annexe 15.

Le calendrier dépend d'un certain nombre d'activités parallèles, notamment les approbations réglementaires au Royaume-Uni et en France pour la répartition des coûts/le régime réglementaire transfrontalier, les études de sites et de tracés de câbles en mer et à terre, les consentements et permis de développement, l'appel d'offre d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction (EPC) et le financement des projets pour les coûts de construction. La durée de plusieurs activités dépend également des délibérations des ARN et des autorités compétentes, et de la réception éventuelle de commentaires ou de réponses du public par le biais de consultations publiques réglementaires. Par conséquent, les dates de début, les durées et la séquence des activités sont indicatives et peuvent être modifiées.

Les dates clés du calendrier de mise en œuvre sont les suivantes :

Date	Activity
Septembre 2020	Demandes d'autorisations et de permis de développement au Royaume-Uni
Novembre 2020	Demandes d'autorisations et de permis de développement en France
Décembre 2020	Licence maritime accordée (RU)
Janvier 2021	Permis d'urbanisme accordé (RU)
Avril 2021	Certification GRT Certification RU et FR
Juillet 2021	Marchés d'ingénierie, d'approvisionnement et de construction attribués pour le système de câble HVDC et stations de conversion Licence GRT en France
Août 2021	Autorisation environnementale accordée (France)
Septembre 2021	Attribution de droits d'utilisation de l'espace public maritime (France) Permis de construire accordé (France) Les questions réservées de l'autorisation de planification générale sont terminées (RU) Décision globale sur l'octroi de permis (Royaume-Uni et France)
Novembre 2021	Approbation du régime réglementaire par les autorités réglementaires nationales (Royaume-Uni et France)
Décembre 2021	Décision finale d'investissement Début de la construction
Juin 2024	Mise en œuvre
Décembre 2024	Date des opérations commerciales

Figure 119 : Calendrier indicatif de mise en œuvre du projet GridLink



24. RISQUES ET ATTÉNUATION DES RISQUES

24.1. Vue d'ensemble des risques

Les grands projets d'infrastructure sont confrontés à toute une série de risques. Pour les projets dans le secteur de l'énergie tels que GridLink, les deux risques les plus importants sont généralement (i) commerciaux - la capacité à obtenir des contrats à long terme avec des contreparties solvables pour couvrir les revenus futurs et les autorisations, et (ii) les autorisations - la capacité à obtenir les autorisations de planification et environnementales nécessaires pour construire et ensuite exploiter le projet.

Dans le cas de GridLink, le risque commercial est partiellement atténué suite à l'évaluation initiale du projet par l'Ofgem et à sa décision d'accorder en principe à GridLink un système de plafonnement et de plancher. Le régime garantira 50% des revenus pendant une période de 25 ans. Une décision positive similaire est demandée à la CRE en ce qui concerne les 50% de revenus restants via cette demande d'investissement.

Le risque d'autorisation est considéré comme faible. Les sites des deux stations de conversion se trouvent dans des zones déjà zonées pour l'industrie lourde. Il n'y a pas de propriétés résidentielles à proximité des stations de conversion qui pourraient être affectées par le développement et il n'y a pas d'émissions de CO₂, SO_x, NO_x ou d'autres polluants de l'air ou de l'eau provenant du projet. Aucune nouvelle ligne de transmission aérienne n'est associée au projet et tous les câbles terrestres sont enterrés.

Après l'achèvement de la prospection en mer, l'autorité archéologique française (DRASSM) a terminé sa plongée de recherches de sites d'intérêt archéologique potentiel dans les eaux françaises et a confirmé qu'il n'y en avait aucun.

Les accords d'acquisition de terrains en France et en Grande-Bretagne sont 100% conclus. Le projet GridLink a l'avantage de n'avoir que quatre propriétaires fonciers et des accords sont en place avec tous les propriétaires fonciers pour sécuriser les terrains nécessaires aux tracés des câbles terrestres et offshore ainsi que les sites de conversion et les zones de dépôt associées.

Les principaux risques liés au projet GridLink sont résumés dans le Tableau 70 ainsi que les mesures qui ont été ou seront prises pour les atténuer. Les risques et les mesures d'atténuation des risques sont expliqués plus en détail dans les sections suivantes.

Tableau 70 : Principaux risques et mesures d'atténuation des risques

Risque	Impact	Mesures d'atténuation	Statut
Approbation réglementaire française	Critique - Le projet ne peut être mis en œuvre sans un dispositif approuvé par la CRE ou l'ACER.	Décision à prendre après examen de la demande d'investissement	En cours
Approbation réglementaire anglaise	Critique - Le projet ne peut être mis en œuvre sans un dispositif approuvé par l'Ofgem ou l'ACER.	Décision positive de l'Ofgem concernant le système de plafonnement et de plancher, rendue en janvier 2018. 50% des revenus du projet garantis pendant 25 ans.	En cours
Acquisition de terrains	Critique - le projet n'est pas réalisable sans la mise en place d'accords garantissant les exigences foncières	L'acquisition de terrains en France est terminée à 100%. L'acquisition de terrains au Royaume-Uni est terminée à 100%.	Résolu
Raccordement au réseau	Critique - projet non réalisable sans accords de connexion fermes en France et au Royaume-Uni	Les accords de connexion au réseau conclus avec RTE et NG ESO donnent tous deux une date de connexion en 2024	En cours
Consentements et permis de développement	Critique - projet non réalisable sans autorisation de planification	Sites au Royaume-Uni et en France déjà zonés pour un usage industriel minimisant le risque d'autorisation	En cours
Servitudes en mer	Critique - projet non réalisable sans le consentement des autorités compétentes en France et au Royaume-Uni	Les servitudes offshore dans les eaux territoriales britanniques ont été obtenues auprès de Crown Estate/Peel Ports. En France, le consentement est soumis au droit d'utilisation de l'espace public maritime avec une EIE préalable et des mesures d'enquête/atténuation archéologique et est considéré comme à faible risque	En cours
Chaîne d'approvisionnement	Critique - les contraintes de la chaîne d'approvisionnement peuvent retarder la date des opérations commerciales	Dialogue permanent avec tous les principaux fournisseurs - les fournisseurs confirment qu'aucune contrainte de la chaîne d'approvisionnement n'a été identifiée à ce jour et que la DCO est réalisable.	En cours
Financement	Critique - la dette et les capitaux propres doivent être garantis pour financer le développement et la construction du projet	Des accords sont en place avec iCON Infrastructure pour financer les coûts de développement et la participation aux coûts de construction. Dette à lever suite aux approbations réglementaires.	En cours

24.2. Risques commerciaux

Un résumé des principaux risques commerciaux est illustré dans le Tableau 71.

Tableau 71 : Principaux risques commerciaux

Risque	Description	Impact
Risque lié au prix des coûts de construction	Dépassements de coûts pendant la construction	Économie de projet compromise
Risque lié au calendrier	Retards pendant la construction	Économie de projet compromise
Risque lié aux recettes	Absence de contrats de vente de capacité à long terme couvrant la pleine capacité	Peut conduire à ce que les flux de recettes soient insuffisants pour couvrir les coûts
Risque d'exploitation	Coûts de fonctionnement réels plus élevés que prévus	Économie de projet compromise
Capacité ferme/non ferme	La présence d'une capacité non ferme peut réduire la disponibilité et la performance	Économie de projet compromise
Risque lié aux devises	Les mouvements défavorables du taux de change pendant la construction et l'exploitation peuvent augmenter les coûts	Économie de projet compromise
Volatilité des taux d'intérêt	Les mouvements défavorables des taux d'intérêt peuvent augmenter le coût de la dette	Économie de projet compromise
Disponibilité du financement de la dette	Absence ou disponibilité limitée du financement par l'emprunt	Économie de projet compromise Abandon du projet
Risque réglementaire	Échec de l'obtention d'une décision positive de la CBCA	Retard à la clôture financière et retard consécutif au démarrage des opérations commerciales. Atteinte à l'économie du projet
Brexit	Absence de clarté sur les accords commerciaux	Retard à la clôture financière et retard consécutif au démarrage des opérations commerciales. Atteinte à l'économie du projet
Servitudes et droits de passage	Défaut d'obtenir des servitudes et des droits de passage	Retard dans le démarrage de la construction et des opérations commerciales
Exploitation et maintenance	Un entretien insuffisant ou un personnel mal formé peut nuire à l'efficacité et à la disponibilité des services et à l'imposition de sanctions	Économie de projet compromise

dommages-intérêts forfaitaires en cas de retard du programme, ainsi que des dommages-intérêts en cas de non-respect des livraisons d'interfaces et de documents.

Risque lié au calendrier

La sous-estimation du temps nécessaire à l'achèvement des travaux à terre ou en mer peut mettre en péril la viabilité d'un projet ou avoir un effet négatif important sur l'économie du projet.

Afin d'atténuer ce risque, GridLink exige que les candidats soumettent des programmes détaillés (niveau 5) pour examen avant la nomination afin de s'assurer que les programmes sont réalistes et réalisables (les programmes seront également mis à jour et vérifiés régulièrement pendant la construction). Les retards dus aux intempéries dans le cadre du contrat du lot 1 sont uniquement à la charge du contractant. Dans le contrat du lot 2, le risque météorologique est également à la charge du contractant, bien qu'il puisse fixer le prix d'une indemnité météorologique (P50 ou P60).

Risque lié aux recettes

Dans le cadre d'un régime réglementaire « marchand » (exonéré), le promoteur du projet est pleinement exposé aux conditions du marché en vigueur. Avec un système « réglementé », les flux de revenus de GridLink sont soumis à certaines obligations de performance, garanties et protégées contre d'éventuelles baisses du marché.

Les principales obligations de performance concernent la disponibilité et pour garantir des niveaux élevés de disponibilité, et pour atténuer ce risque, GridLink assurera des matériaux et une fabrication de haute qualité pendant la construction, une maintenance régulière par des professionnels expérimentés, des systèmes redondants appropriés soutenus par une période de garantie [REDACTED] ans. GridLink conclura séparément un accord de maintenance et de réparation d'une durée de [REDACTED] et un accord de pièces détachées d'une durée de [REDACTED].

Risque d'exploitation

La sous-estimation des coûts pendant l'exploitation peut avoir un effet négatif important sur l'économie du projet.

Les frais de fonctionnement sont principalement constitués des frais de personnel pour la gestion de l'entreprise, la gestion commerciale et l'exploitation et la maintenance. Les pièces de rechange, le stockage des pièces de rechange et l'assurance constituent d'autres postes de dépenses importants. Les coûts de personnel sont contrôlables et pour assurer un effectif approprié, GridLink a engagé ses experts pour faire des comparaisons avec des projets similaires. Des appels d'offres concurrentiels seront lancés pour les pièces de rechange et le stockage des pièces de rechange, l'objectif étant de garantir à la fois la disponibilité des pièces de rechange et leur prix, sur une base à long terme.

En outre, la performance des équipements installés doit être garantie et, en cas de remplacement, les pièces de rechange doivent également être remplacées rapidement et sans frais. À moins qu'il n'y ait des preuves suggérant qu'il y a un avantage économique à conclure des accords à plus long terme, les contrats de couverture d'assurance seront attribués chaque année après un appel d'offres.

Les augmentations des coûts de location des terrains sont efficacement atténuées par les accords d'option qui fixent les prix à long terme. La couverture d'assurance pour le câble offshore ne peut pas être bloquée car les primes annuelles dépendent du risque perçu par l'assureur et cette perception peut changer d'année en année en fonction des demandes d'indemnisation. GridLink a cherché à atténuer ce risque en partie en s'assurant que le câble GridLink est enterré à une profondeur qui le protège des dommages. Par la suite, GridLink effectuera des enquêtes de routine sur le câble afin de détecter et de remédier rapidement à tout signe d'affouillement.

Il est prévu que la première enquête soit réalisée un an après la date d'exploitation commerciale, puis tous les deux ans. En outre, le câble en fibre optique sera capable de détecter la présence de navires au-dessus du câble et sera relié à un système qui lit les transpondeurs des navires de sorte que si un câble semble être ancré au-dessus du câble, un avertissement peut être donné par le biais de la radio du navire.

Enfin, GridLink cherchera à atténuer davantage ce risque en lançant un appel d'offres pour le contrat d'assurance.

Capacité ferme/non ferme

En raison des contraintes de réseau, les accords de connexion de certaines interconnexions contiennent une disposition selon laquelle, pendant une période initiale à partir de la date de connexion, la capacité d'importation/exportation n'est pas ferme. La prudence suggère que la capacité non ferme devrait être fixée à zéro aux fins de l'évaluation économique, ce qui aura un effet négatif sur les flux de revenus. Pour GridLink, ce risque est efficacement atténué car les accords de connexion au réseau avec RTE et NG ESO prévoient une capacité d'importation/exportation ferme à partir de la date de mise en service.

Risque lié aux devises

Le contrat EPC peut indiquer des prix dans plusieurs devises. Cela reflète le pays d'origine dans lequel les biens seront fabriqués ou achetés. Un maximum de trois devises n'est pas rare. Alors que le prix sous-jacent dans les contrats EPC est fixe, les taux de change ne le sont pas, et le risque de fluctuation des taux de change est supporté par le propriétaire. Comme la construction prendra environ 2,5 ans, les fluctuations monétaires du projet sont susceptibles de se produire pendant la durée de la construction.

Afin d'atténuer ce risque, lors de la clôture financière, GridLink évaluera les conditions du marché et, le cas échéant, mettra en place une couverture de change à terme afin de fixer l'exposition et d'éliminer ce risque. Pour atténuer encore ce risque, les appels d'offres doivent être libellés en euros ou en livres sterling et le contractant accepte donc le risque de fluctuations des taux de change des autres devises.

Volatilité des taux d'intérêt

Les taux d'intérêt sur la dette peuvent être fixes ou variables. Dans la mesure où les taux ne sont pas fixes, il existe un risque que les fluctuations des taux d'intérêt aient un impact positif ou négatif sur l'économie du projet. Afin d'atténuer ce risque, lors de la clôture financière, GridLink évaluera les

conditions du marché et, le cas échéant, mettra en place une couverture de change à terme afin de fixer l'exposition et d'éliminer le risque de volatilité des taux d'intérêt.

Disponibilité du financement de la dette

L'intention est de financer les coûts d'investissement sur une base traditionnelle de financement de projet sans recours en utilisant une combinaison de capitaux propres et de financement par emprunt. Si le financement du projet n'est pas disponible ou est limité, cela limitera la capacité de GridLink à lever des fonds pour financer les coûts de construction et cela peut retarder le projet ou le faire abandonner.

En 2015, le volume global des transactions financées par des projets s'élevait à 277,7 milliards d'USD, en 2016 à 236,4 milliards d'USD et en 2017 à 229,6 milliards d'USD⁵³. Bien qu'il existe un volume suffisant de fonds disponibles sur le marché, il est essentiel, pour garantir le financement d'un projet, que celui-ci soit bien structuré, qu'il fasse preuve d'une économie solide, que les flux de revenus soient garantis à long terme et que les coûts de construction soient bloqués dans le cadre de contrats bien écrits passés avec des fournisseurs réputés.

Le groupe de prêteurs disposés à fournir un financement sera notamment limité à la mesure dans laquelle les flux de revenus peuvent être garantis, c'est-à-dire si GridLink dispose d'un système « réglementé ». Dans la mesure où les flux de revenus sont garantis, les coûts de transaction seront moins élevés et les coûts des projets réduits. Le financement de projets n'est pas considéré comme étant disponible pour un régime marchand et lorsque de tels projets ont été financés par le secteur privé, la dette a été levée au niveau de l'entreprise plutôt qu'au niveau du projet.

GridLink cherche à atténuer le risque lié aux revenus en répondant aux exigences d'un interconnecteur « réglementé ». GridLink cherche à atténuer les autres risques liés aux transactions en désignant des conseillers financiers et juridiques reconnus au niveau international.

Exploitation et maintenance

La station de conversion est un équipement très complexe et, bien qu'elle soit entièrement automatisée, une équipe hautement qualifiée d'opérateurs expérimentés est nécessaire pour assurer le bon fonctionnement de l'installation et maintenir un niveau élevé de disponibilité. GridLink va mettre en place une équipe opérationnelle très expérimentée pour exploiter et entretenir ses actifs.

L'équipe de gestion se concentrera principalement sur :

- Assurer la sécurité des employés, des visiteurs et du public
- Agir dans le respect de l'environnement
- Obtenir des performances opérationnelles élevées

Ces objectifs seront atteints grâce à une dotation en personnel expérimenté, à des programmes de formation énergiques en étroite coordination avec les fournisseurs d'équipements d'origine et à une utilisation efficace des fournisseurs et entrepreneurs locaux.

⁵³ Tableaux de classement du financement de projets : <http://www.ifre.com/?&m=0&src=http://www.ifre.com/hybrid.asp?typecode=68&pubcode=1&navcode=386>

GridLink fournira ou recrutera tout le personnel nécessaire pour administrer, exploiter et superviser l'entretien des stations de conversion, et effectuer l'entretien courant quotidien. Les entrepreneurs et prestataires de services locaux apporteront leur aide lors des arrêts programmés et des activités de maintenance périodique afin d'optimiser le niveau du personnel permanent. Le personnel opérationnel sera mobilisé sur le site environ 12 mois avant le début des opérations commerciales.

À titre de référence et d'alternative potentielle, GridLink invitera les fabricants à présenter une offre pour un contrat d'exploitation et de maintenance. GridLink détermine la stratégie d'O&M à adopter après l'achèvement du processus de passation de marchés.

GridLink conclura en outre un contrat de maintenance et de réparation distinct pour le câble offshore. Ce contrat prévoit la réparation rapide du câble en cas de panne ou de dommage accidentel. Il prévoit une étude des fonds marins sur le tracé du câble pour surveiller les conditions et identifier tout affouillement ou danger potentiel afin que des mesures appropriées puissent être prises pour identifier et résoudre tout problème à un stade précoce. La surveillance du câble aura lieu aux intervalles recommandés par le fournisseur de câble et la compagnie d'assurance (en général, une enquête aura lieu un an après la date d'exploitation commerciale et tous les deux ans par la suite).

Disponibilité des pièces de rechange

Un inventaire insuffisant des pièces de rechange peut prolonger la durée des arrêts programmés ou non programmés. Afin d'atténuer ce risque, GridLink tiendra un inventaire des pièces de rechange essentielles/à long terme, telles que les transformateurs et les connecteurs de câbles, conformément à la pratique prudente et aux recommandations des fabricants d'équipements d'origine (OEM).

En particulier, GridLink maintiendra un stock de câbles haute tension (HT) offshore et onshore afin d'atténuer le risque de dommages potentiels aux câbles. Le câble est un article à long délai de livraison et le maintien d'un stock de câble permettra de réduire la durée des pannes. Pour les câbles offshore, les fabricants recommandent de maintenir une longueur de câble au moins six fois la profondeur maximale de l'eau. Cela suggère un minimum de 3 km. Des connecteurs de rechange seront également tenus. Le stock de câbles terrestres peut être beaucoup plus réduit et GridLink maintiendra un stock d'au moins 300 m de câbles CA et CC. Les pièces de rechange et les câbles seront stockés dans un entrepôt climatisé spécialement conçu pour les protéger et en préserver l'intégrité. GridLink entend atténuer le risque d'indisponibilité des pièces de rechange par une combinaison de stocks et de contrats avec les fabricants d'équipements d'origine.

Munitions non explosées

Les munitions non explosées (UXO) représentent un risque important pour la sécurité et peuvent causer des blessures et/ou des dommages aux biens.

Sur terre, le risque de munitions non explosées sera atténué en effectuant une étude des munitions non explosées sur le site de la station de conversion et sur tous les chemins de câbles terrestres avant le début de la construction.

En ce qui concerne le risque lié aux UXO en mer, une étude approfondie des UXO sera réalisée avant le début de la construction afin d'identifier les UXO potentielles. Après le traitement des données, les UXO potentielles seront identifiées et le câble sera micro-routé autour des UXO potentielles. Lorsque le micro-routage n'est pas possible, les UXO seront examinées et éliminées si elles sont identifiées.

avec certitude. Lorsque la route sera dégagée, un certificat ALARP sera délivré et la construction pourra commencer. Le certificat ALARP est valable un an. L'enquête sur les UXO aura lieu tôt (lors de la clôture financière) afin de s'assurer que le nettoyage est effectué bien avant la construction.

En France, l'élimination des UXO est assurée par la Marine nationale. Au Royaume-Uni, les UXO peuvent être éliminées par un entrepreneur privé agréé à condition qu'il n'y ait aucun risque pour la vie ou les biens d'importance stratégique. Dans ce cas, l'élimination est assurée par la marine britannique.

Pertes et dommages accidentels

La perte ou la détérioration accidentelle de câbles terrestres et offshore, de convertisseurs, de sous-stations et d'autres composants essentiels peut réduire la disponibilité et les performances, ce qui a une incidence sur l'économie du projet.

Les attentes que les prêteurs qui financent des projets d'interconnexion en Europe s'attendent actuellement à voir couvertes sont exposées dans le Tableau 72.

Tableau 72 : Exigences en matière d'assurance des prêteurs

Exigences en matière d'assurance	
Risque contractuel et conformité des assurances	Conception du programme d'assurance
Risque et assurabilité du projet	Notation des assureurs
Coûts d'assurance et dispositions du modèle de flux de trésorerie	Lettre d'engagement du courtier
Étendue spécifique des couvertures d'assurance	Financer les clauses de parties

GridLink fournira un ensemble complet d'assurances pour la phase de construction et pour la phase d'exploitation, conformément aux exigences du droit applicable (en anglais et en français) et aux normes et pratiques du financement de projet sans recours.

GridLink a désigné AON comme son conseiller en matière d'assurance. Des mesures appropriées seront prises par GridLink pour assurer une transition en douceur entre les programmes d'assurance de la construction et de la période d'exploitation.

L'assurance pour la phase de construction sera mise en place avant le début des activités sur le site et comprendra les polices suivantes :

- Assurance « tous risques » pour la construction
- Assurance responsabilité civile
- Assurance du fret maritime
- Assurance perte de bénéfices anticipée

L'assurance « Tous risques » couvre la perte ou la détérioration physique de toutes les installations, équipements et matériaux sur le site, y compris les travaux temporaires. La somme assurée sera la totalité du coût de remplacement du projet.

L'assurance du fret maritime couvre la perte ou les dommages aux marchandises en transit vers les sites de construction. Une couverture ouverte continue pour toutes les expéditions sera fournie à partir de la date de chargement de la première expédition jusqu'à la date de déchargement de la dernière expédition de marchandises livrées sur le site. La somme assurée sera la totalité du coût de remplacement du fret.

L'assurance « Perte de bénéfices anticipée » couvre les coûts fixes, le service de la dette et toute augmentation du coût des travaux résultant de la perte et/ou des dommages physiques couverts par l'assurance tous risques de la construction ou l'assurance de la cargaison maritime et qui entraînent un retard dans l'achèvement du projet.

L'assurance pour la phase opérationnelle sera mise en place après le transfert et le début des opérations commerciales. Les assurances incluront les polices suivantes :

- Dommages matériels « tous risques », y compris l'assurance contre les bris de machines
- Assurance contre les interruptions d'activité
- Assurance responsabilité civile

L'assurance « interruption d'activité » est conçue pour couvrir la perte de revenus à la suite d'un événement causant une perte ou un dommage. Elle vise à maintenir l'assuré dans la même situation financière si l'événement à l'origine de la perte ou du dommage n'avait pas eu lieu et comprend les bénéfices sur les pertes, les coûts fixes et le service de la dette. L'assurance peut être étendue pour couvrir les dommages subis par les locaux des fournisseurs qui auraient une incidence sur le commerce normal.

24.3. Risques technologiques

La taille maximale actuelle d'un convertisseur unipolaire est de 1 000 MW et il existe plusieurs exemples de convertisseurs unipolaires en fonctionnement commercial à cette puissance. Toutefois GridLink sera le premier interconnecteur monopolaire de 1 400 MW au monde.

Des progrès technologiques ont été réalisés et si les modules IGBT utilisés dans les connecteurs ElecLink et Nemo ont une puissance nominale de 1 000 MW/320 kV, les modules de même conception éprouvée sont disponibles à une puissance nominale plus élevée de 2 000 MW/500 kV dans les configurations en pont complet et en demi-pont. En ce qui concerne l'appareillage de commutation associé, il existe de nombreux exemples de systèmes de transmission dans le monde entier fonctionnant bien au-delà de 500 kV, 800 kV et même 1100 kV ; les systèmes ne sont pas rares et l'appareillage de commutation associé est donc considéré comme présentant un faible risque technologique.

Le risque technologique ne peut être entièrement atténué, mais les incidences financières peuvent être sensiblement réduites grâce à un contrat EPC bien conçu. Les principales caractéristiques de performance telles que la puissance de sortie et les pertes du convertisseur sont garanties par le fabricant pendant une période de cinq ans à compter de la remise. De même, la disponibilité et la fiabilité sont également garanties pendant la période de garantie. Une rétention est incluse et le

fabricant doit fournir des garanties financières pour la durée de la période de garantie. La disponibilité des pièces de rechange est garantie pour une durée de [REDACTED]

24.4. Risques liés aux marchés publics

Un résumé des principaux risques liés aux marchés publics est illustré dans le Tableau 73.

Tableau 73 : Principaux risques liés aux marchés publics

Risque	Description	Impact
Capacité de fabrication des fournisseurs de câbles	Une capacité de fabrication insuffisante pour répondre à la demande ou des goulets d'étranglement dans la chaîne d'approvisionnement peuvent entraîner de longs délais	Retard dans le démarrage des opérations commerciales Économie de projet compromise
Disponibilité des navires câbliers	Le manque de disponibilité peut entraîner un retard dans la pose des câbles marins	Retard dans le démarrage des opérations commerciales Économie de projet compromise
Petit nombre de fournisseurs	Le manque de concurrence peut impacter les prix	Économie de projet compromise
Lots de contrat	Économies potentielles réalisées en laissant plusieurs lots compensés par le risque de gérer plusieurs interfaces	Coûts de gestion élevés Dépassements de coûts potentiels et retards dans le calendrier

Mesures d'atténuation des risques

Capacité de fabrication des fournisseurs de câbles

GridLink a lancé un programme d'engagement précoce avec les fournisseurs afin de garantir que les câbles puissent être fabriqués, fournis et installés dans les délais requis. Dans le cadre de la procédure de passation de marché et après réception des documents d'appel d'offres, tous les fabricants ont confirmé qu'ils allaient faire une offre, et une condition de l'offre est qu'ils respectent le calendrier du projet.

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

24.5. Autorisation des risques

Les principaux consentements requis par GridLink sont les suivants :

- Approbation de l'évaluation des incidences sur l'environnement (EIE), couvrant la traversée par câble sous-marin des zones protégées internationales et nationales et de toute autre zone de conservation de la nature
- Autorisation d'aménagement (permis d'urbanisme) et permis de construire
- Licences maritimes et droits d'utilisation
- Autres permis annexes pour les travaux affectant les ressources en eau et le patrimoine culturel
- Les procédures de consentement comprennent l'engagement des parties prenantes, comme la divulgation publique et les réunions de consultation.

Les risques liés au consentement sont les suivants : retard ou refus d'accorder le consentement, ou recours juridique contre une décision positive. Ces risques sont généralement causés par :

- Les emplacements des stations de conversion qui sont incompatibles avec l'utilisation du sol existante ou prévue, par exemple telle qu'elle est définie par le zonage du terrain dans le plan local applicable
- Emplacement des stations de conversion et/ou pose de câbles dans les zones protégées pour la conservation de la nature, le patrimoine culturel ou la valeur paysagère
- Proximité de la station de conversion ou du tracé du câble par rapport aux zones résidentielles ou aux installations communautaires qui peuvent être sensibles aux perturbations
- Interactions de tiers avec les propriétaires/exploitants d'autres infrastructures ou de licences et droits existants, par exemple câbles, pipelines, droits de navigation, zones de pêche, etc.

Mesures d'atténuation des risques

GridLink atténue les risques liés au consentement en :

- Localisation des stations de conversion dans les zones à usage industriel/emploi
- Localiser les stations de conversion là où il y a des terrains vacants disponibles dans le commerce, et les propriétaires fonciers soutiennent le développement des terrains pour les stations de conversion
- Les stations de conversion sont situées dans des zones à caractère industriel existantes qui sont à au moins 1 km des zones résidentielles les plus proches, ce qui minimise le risque de perturbation par le trafic, les activités de construction ou le bruit d'exploitation
- Les tracés des câbles sous-marins et terrestres sont définis de manière à éviter, dans la mesure du possible, les zones environnementales protégées et les infrastructures de tiers et à suivre les infrastructures linéaires existantes ou les couloirs de services publics, le cas échéant. Aux endroits où une zone terrestre protégée pour la conservation de la nature est traversée par les câbles, la traversée est réalisée par un forage horizontal dirigé afin d'éviter toute perturbation de la surface
- Les câbles sous-marins et les câbles terrestres seront souterrains - aucune ligne aérienne n'est prévue dans le cadre du projet, y compris les travaux de renforcement réalisés par les GRT
- Des études détaillées à terre et en mer ont été réalisées pour cartographier le tracé du câble et identifier toutes les infrastructures des fonds marins, les obstacles et les habitats marins sensibles.

- Des évaluations complètes des incidences sur l'environnement sont en cours de préparation pour accompagner les demandes d'autorisation
- L'engagement proactif des parties prenantes accompagnera la planification, la préparation et la demande des autorisations de développement, y compris dans le cadre des procédures environnementales

Le tracé du câble sous-marin doit traverser de grandes zones protégées pour la conservation de la nature dans l'estuaire de la Tamise et la mer du Nord. Pour ces passages, l'installation des câbles fera appel à des mesures d'atténuation appropriées pour garantir que tout impact environnemental soit réduit au minimum, par exemple en réduisant au minimum la largeur des couloirs de câbles et en utilisant un outil de creusement de tranchées approprié. Pour le franchissement du rivage, à chaque atterrissage, un forage directionnel horizontal sera utilisé pour éviter tout impact sur les zones protégées.

GridLink a également entrepris une vaste consultation des pêcheurs sur le tracé du câble, les techniques utilisées pour enterrer le câble et sur la conception des croisements.

24.6. Considérations liées au Brexit

Bien que le Brexit puisse causer des perturbations à court terme, GridLink estime qu'il ne modifie pas l'économie fondamentale à long terme de l'interconnexion entre la Grande-Bretagne et la France.

La Commission européenne et le gouvernement britannique continuent de négocier les termes d'un accord de libre-échange.

Il y a deux résultats possibles de ces discussions et les arrangements pourraient être en place à partir du 1er janvier 2021 :

- Un accord de libre-échange sur la future relation est conclu ; ou
- Aucun accord n'est conclu, et le commerce se déroule selon les conditions de l'OMC (option « Pas d'accord de libre-échange »)

Nous n'avons identifié aucun problème susceptible d'empêcher l'exploitation et le commerce d'un interconnecteur à partir du 1er janvier 2021 dans le cadre d'un scénario « Pas d'accord de libre-échange » selon les règles de l'OMC et comme les règles d'accès aux interconnecteurs existants ont été convenues entre les parties prenantes de l'UE et du Royaume-Uni dans le cadre des scénari « Deal » et « No Deal », cette éventualité n'a pas été examinée plus avant.

Dans la mesure où le Royaume-Uni n'aura plus accès au mécanisme de couplage du marché Day Ahead par le biais d'enchères implicites, la négociation reviendra aux enchères Day Ahead explicites via la plateforme JAO.

Le processus actuel « Use it or Sell It » s'appliquerait toujours mais avec toute capacité à long terme non-nominée revendue par le biais de l'enchère explicite Day Ahead plutôt que par des accords implicites de couplage de marché Day Ahead.

GridLink a identifié plusieurs domaines d'impact potentiel dans le cadre d'un scénario sans accord et a fait des hypothèses prudentes dans l'ACB pour les prendre en compte.

Les zones d'impact potentielles sont :

- Taux de change EUR/GBP
- Couplage des marchés (enchères implicites Day Ahead)
- Facteurs de déclassement des interconnecteurs
- Le mécanisme de compensation des opérateurs de systèmes de transmission (ITC)
- Tarifs sur les importations/exportations d'électricité

Les hypothèses prudentes formulées pour tenir compte de ces zones d'impact potentielles sont les suivantes :

- **Taux de change EUR/GBP**
 - Une réduction du taux de change EUR/GBP de 15% est supposée et cette réduction est maintenue pendant les 25 ans de la période de modélisation de l'ACB
- **Couplage des marchés (enchères implicites Day Ahead)**
 - Les recettes des enchères implicites au jour le jour ne sont pas prises en compte pendant les 25 ans de la période de modélisation de l'ACB
- **Facteurs de déclassement des interconnecteurs**
 - GridLink utilise un facteur de déclassement de 71% tout au long des 25 ans de la période de modélisation de l'ACB. Le rapport indépendant du groupe d'experts techniques sur les facteurs de déclassement des réseaux nationaux a recommandé un facteur de déclassement pour les interconnexions GB-FR de 73-86% en cas d'intégration européenne étroite à la suite de Brexit et de 59-73% sans intégration européenne étroite.
- **Tarifs sur les importations/exportations d'électricité**
 - L'UE et le Royaume-Uni sont membres de l'OMC. En cas d'accord de Brexit, les règles de l'OMC s'appliqueraient aux biens et services échangés entre l'UE et le Royaume-Uni. En vertu des règles de l'OMC, il n'y a pas de droits de douane sur les importations et les exportations d'électricité, donc pas de droits de douane supposés sur la période de modélisation de 25 ans.

En ce qui concerne le mécanisme ITC, la GB apporte actuellement une contribution nette de ~12 millions d'euros par an par le biais du mécanisme ITC. Les pays qui ne sont pas partie prenante paient une redevance de périmètre qui varie chaque année (actuellement 0,7 €/MWh). À ce niveau, la contribution nette de GB resterait similaire à celle des années précédentes et GridLink ne voit aucune raison pour laquelle la redevance de périmètre changerait de manière significative suite à un « no deal Brexit ».

25. PROPOSITION DE RÉPARTITION DES COÛTS TRANSFRONTALIERS

L'article 12, paragraphe 3, point c), du règlement 347-2013 impose au promoteur d'un projet, lorsqu'il soumet une demande d'investissement, de fournir une proposition motivée de répartition transfrontalière des coûts.

Dans le cadre du système de plafonnement et de plancher, et sauf circonstances atténuantes, les coûts et les recettes du projet sont partagés à parts égales entre les deux pays de connexion. Le Tableau 74 ci-dessous indique la répartition des coûts transfrontaliers pour les projets du « guichet 1 » dans le cadre du système de plafonnement et de plancher.

Suite à l'achèvement de son évaluation initiale du projet (IPA) le 9 janvier 2018, l'Ofgem a publié sa décision d'accorder en principe un système de plafonnement et de plancher au projet GridLink⁵⁴. Dans le cadre de cette subvention, le régime couvrira 50% des coûts et des recettes du projet. GridLink propose donc une répartition des coûts transfrontaliers entre la France et la Grande-Bretagne à 50%/50%.

Tableau 74 : Allocations de coûts transfrontaliers pour les projets d'interconnexion du 1er volet

Projet	Développeur	Les pays en voie de connexion	Capacité	Répartition des coûts
FAB Link	Investissements de transmission et RTE	France et RU	1 400 MW	65% RU/35% France
IFA 2	Holdings d'interconnecteurs du réseau national et RTE	France et RU	1 000 MW	50% RU/50% France
Viking Link	Holdings d'interconnecteurs du réseau national et Energinet	Danemark et Royaume-Uni	1 000 MW	50% Danemark RU/50%
Greenlink	Élément de puissance	Irlande et RU	500 MW	50% RU/50% Irlande
NSL	National Grid North Sea Link et Statnett	Norvège et Royaume-Uni	1 400 MW	50% RU/50% Norvège

GridLink demande que la part britannique des coûts et des revenus soit réglementée dans le cadre du système de plafond et plancher de l'Ofgem et que la part française des coûts et des revenus soit réglementée dans le cadre du même système ou d'un système similaire accordé à RTE pour d'autres projets d'interconnexion (par exemple un système TURPE).

⁵⁴ Décision de l'IPA : <https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/decision-initial-project-assessment-gridlink-neuconnect-and-northconnect-interconnectors>

GridLink demande également que le mécanisme d'incitation applicable au Royaume-Uni soit conforme au système de plafonnement et de plancher de l'Ofgem et que le mécanisme d'incitation en France soit identique ou similaire aux régimes accordés à RTE pour d'autres projets d'interconnexion.

26. ANNEXES

Annexe 1 : Certificat de constitution de Gridlink	303
Annexe 2 : Licence de l'interconnecteur GridLink	303
Annexe 3 : Accord de raccordement GB	303
Annexe 4 : NG ESO Connection and Infrastructure Options Note (CION)	303
Annexe 5 : Accord de raccordement au réseau FR	303
Annexe 6 : Étude préliminaire RTE	303
Annexe 7 : Notifications préalables à la demande aux NCA	303
Annexe 8 : Notifications préalables à la demande - Attestations du NCA	303
Annexe 9 : Demandes d'avis de filtrage GB	303
Annexe 10 : Rapport Garant sur la consultation préalable	303
Annexe 11 : Dossier de Enseignements	303
Annexe 12 : Accord d'option avec le port de Dunkerque	303
Annexe 13 : Accord d'option avec le Crown Estate	303
Annexe 14 : Accord d'option avec Pell Ports	303
Annexe 15 : Calendrier détaillé de développement du projet	303
Annexe 16 : Modèle pour les principales données du projet	303
Annexe 17 : ACB de Baringa et ensemble de données	303
Annexe 18 : Courrier de CRE et Ofgem	303
Annexe 19 : Accord d'option avec Uniper	303
Annexe 20 : Non utilisé	303
Annexe 21 : Non utilisé	303
Annexe 22 : Caractéristiques techniques	303
Annexe 23 : Évaluation des risques liés à la profondeur d'enfouissement	303
Annexe 24 : Rapport Tractable et Baringa sur les avantages B5-B10	303
Annexe 25 : Rapport sur l'impact ITC	303
Annexe 26 : Réponses du GRT à la consultation de l'ACB	303
Annexe 27 : Engagement de soutien financier	303
Annexe 28 : Rapport ACB de l'Afry et ensemble de données (français et anglais)	303
Annexe 29 : Permis accordés pour les levés en mer et à terre	303
Annexe 30 : Coûts d'investissement et de fonctionnement	303
Annexe 31 : Coûts de financement	303
Annexe 32 : Budget de développement	303
Annexe 33 : Rapports de consultation des actionnaires	303
Annexe 34 : Rapport sur les coûts d'installation en mer	303

Annexes

- Annexe 1 : Certificat de constitution de Gridlink
- Annexe 2 : Licence de l'interconnecteur GridLink
- Annexe 3 : Accord de raccordement GB
- Annexe 4 : NG ESO Connection and Infrastructure Options Note (CION)
- Annexe 5 : Accord de raccordement au réseau FR
- Annexe 6 : Étude préliminaire RTE
- Annexe 7 : Notifications préalables à la demande aux NCA
- Annexe 8 : Notifications préalables à la demande - Attestations du NCA
- Annexe 9 : Demandes d'avis de filtrage GB
- Annexe 10 : Rapport Garant sur la consultation préalable
- Annexe 11 : Dossier de Enseignements
- Annexe 12 : Accord d'option avec le port de Dunkerque
- Annexe 13 : Accord d'option avec le Crown Estate
- Annexe 14 : Accord d'option avec Pell Ports
- Annexe 15 : Calendrier détaillé de développement du projet
- Annexe 16 : Modèle pour les principales données du projet
- Annexe 17 : ACB de Baringa et ensemble de données
- Annexe 18 : Courrier de CRE et Ofgem
- Annexe 19 : Accord d'option avec Uniper
- Annexe 20 : Non utilisé
- Annexe 21 : Non utilisé
- Annexe 22 : Caractéristiques techniques
- Annexe 23 : Évaluation des risques liés à la profondeur d'enfouissement
- Annexe 24 : Rapport Tractable et Baringa sur les avantages B5-B10
- Annexe 25 : Rapport sur l'impact ITC
- Annexe 26 : Réponses du GRT à la consultation de l'ACB
- Annexe 27 : Engagement de soutien financier
- Annexe 28 : Rapport ACB de l'Afry et ensemble de données (français et anglais)
- Annexe 29 : Permis accordés pour les levés en mer et à terre
- Annexe 30 : Coûts d'investissement et de fonctionnement
- Annexe 31 : Coûts de financement
- Annexe 32 : Budget de développement
- Annexe 33 : Rapports de consultation des actionnaires
- Annexe 34 : Rapport sur les coûts d'installation en mer
- Annexe 35 : Ateliers ARN