



NOTE DE SYNTHÈSE

Raccordement des parcs éoliens en mer posés en France et en Allemagne

Cadre réglementaire, technique et financement : état des lieux

Mai 2017

Auteur : Anoucheh Bellefleur, OFATE
Anoucheh.bellefleur@developpement-durable.gouv.fr

Soutenu par:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Soutenu par:



MINISTÈRE
DE LA TRANSITION
ÉCOLOGIQUE
ET SOLIDAIRE



Disclaimer

Le présent texte a été rédigé par l'Office franco-allemand pour la transition énergétique (OFATE). La rédaction a été effectuée avec le plus grand soin. L'OFATE décline toute responsabilité quant à l'exactitude et l'exhaustivité des informations contenues dans ce document.

Tous les éléments de texte et les éléments graphiques sont soumis à la loi sur le droit d'auteur et/ou d'autres droits de protection. Ces éléments ne peuvent être reproduits, en partie ou entièrement, que suite à l'autorisation écrite de l'auteur ou de l'éditeur. Ceci vaut en particulier pour la reproduction, l'édition, la traduction, le traitement, l'enregistrement et la lecture au sein de banques de données ou autres médias et systèmes électroniques.

L'OFATE n'a aucun contrôle sur les sites vers lesquels les liens qui se trouvent dans ce document peuvent vous mener. Un lien vers un site externe ne peut engager la responsabilité de l'OFATE concernant le contenu du site, son utilisation ou ses effets.



Contenu

Table des matières

Disclaimer	2
Résumé	4
Introduction	5
I. Planification du raccordement des parcs éoliens en mer posés en France et en Allemagne	5
I.1. Le raccordement des parcs éoliens en mer posés en Allemagne	5
I.2. Le raccordement des parcs éoliens en mer posés en France	8
II. Techniques de raccordement des parcs éoliens en mer posés en France et en Allemagne	10
II.1. Caractéristiques techniques du raccordement en Allemagne	10
II.2. Caractéristiques techniques et schémas de raccordement en France	11
III. Financement et risques de raccordement des parcs éoliens en mer posés en Allemagne et en France	12
III.1. Financement et risques raccordement en Allemagne	12
III.1. Financement et risques relatif au raccordement en France	13
Abréviations utilisées	15



Résumé

Le développement de l'éolien en mer posé en France et en Allemagne nécessite le raccordement d'un grand nombre de nouvelles installations de production aux réseaux de transport existants. Ce développement se poursuivra dans les années à venir : la France s'est fixé un objectif de puissance installée pour les parcs éoliens en mer de 3 GW d'ici à 2023 et l'Allemagne prévoit 15 GW de capacité installée pour l'éolien en mer posé pour la période 2021-2030.

La réglementation des procédures de raccordement au réseau de transport (RT) pour les installations éoliennes en mer - encadrant la planification, l'autorisation et jusqu'à sa mise en œuvre des projets de raccordement - fait l'objet d'une évolution substantielle dans les deux pays. En Allemagne, le cadre réglementaire de planification des parcs éoliens en mer se situe actuellement dans une phase transitoire jusqu'à 2025 et cèdera la place à un « modèle centralisé » à partir de 2026. En France, les conditions de raccordement des parcs éoliens en mer sont en reconfiguration dans le contexte de la nouvelle procédure de dialogue concurrentiel pour l'attribution des capacités des parcs éoliens en mer.

Cette évolution réglementaire n'est pas sans impact sur la question essentielle du financement du raccordement. En effet, la possibilité de réaliser et de financer un projet éolien en mer posé dépend grandement des conditions de raccordement à l'œuvre dans chaque pays. Ainsi, en Allemagne, le raccordement terrestre des éoliennes incombe au gestionnaire de réseau de transport (GRT) dans la zone de réglage duquel se trouve le projet éolien en mer posé. Le GRT prend en charge le coût du raccordement des installations à la terre ferme. En France, dans le cadre de la procédure de dialogue concurrentiel, les coûts de raccordement sont à la charge du candidat retenu. Ainsi, les conditions de réalisation du raccordement seront déterminées par le cahier des charges soumis aux candidats des appels d'offres.

Par ailleurs, les coûts de compensation et d'assurance liés aux risques du raccordement sont des éléments essentiels pour le financement des parcs éoliens en mer. Là encore, le modèle mis en place diffère dans les deux pays. En Allemagne, les éventuelles sommes versées aux exploitants des installations des parcs éoliens en mer à titre de dédommagement donnent lieu à une majoration des tarifs d'utilisation des réseaux facturée à tous les consommateurs finals. En France, les risques dus au dépassement de délai de raccordement ont été clarifiés dans la loi ; en revanche, les dispositions s'appliquant aux risques liés à l'indisponibilité des lignes de raccordement sont encore en cours d'élaboration par le régulateur.



Introduction

Le développement de l'éolien en mer posé en France et en Allemagne implique de raccorder un grand nombre de nouvelles installations de production aux réseaux électriques existants. Ce développement se poursuivra dans les années à venir : la France s'est fixé un objectif de puissance installée pour les parcs éoliens en mer de 3 GW d'ici à 2023, L'Allemagne prévoit quant à elle 15 GW de capacité installée pour l'éolien en mer posé pour la période 2021-2030.

En France comme en Allemagne, la planification du raccordement des parcs éoliens en mer constitue un défi pour les gestionnaires de réseau de transport (GRT) car elle s'inscrit dans un cadre réglementaire en évolution. Dans ce contexte, la question centrale du financement et de la répartition des coûts entre les exploitants des installations, les gestionnaires de réseau et les consommateurs finals fait l'objet d'une attention particulière.

La présente note propose un aperçu des modèles de planification du raccordement des parcs éoliens en mer posés en France et en Allemagne, les caractéristiques techniques sur lesquelles elle s'appuie en s'intéressant en particulier aux impacts des risques des ouvrages de raccordement au réseau sur le financement des parcs éoliens en mer en dans les deux pays.

I. Planification du raccordement des parcs éoliens en mer posés en France et en Allemagne

I.1 Le raccordement des parcs éoliens en mer posés en Allemagne

I.1.1. Objectifs de développement de l'éolien en mer posé

La loi allemande sur le développement de l'énergie éolienne en mer (*Windenergie-auf-See Gesetz - WindSeeG*) issue de la dernière réforme de la loi allemande sur les énergies renouvelables (*Erneuerbare Energiegesetz - EEG*) et entrée en vigueur au 1er janvier 2017 prévoit un objectif de développement de 15 GW de capacité installée pour l'éolien en mer pour la période 2021-2030. Bien que cet objectif reste inchangé par rapport aux objectifs de la précédente version de la loi EEG de 2014, la nouveauté réside dans la limitation du volume de développement de l'éolien en mer dans les régions de saturation du réseau électrique. Ainsi, la WindSeeG prévoit la mise en place d'appels d'offres pour un volume annuel compris entre 700 à 900 MW de capacité avec une moyenne annuelle qui ne pourra pas dépasser 840 MW¹. En décembre 2016, 4,1 GW de capacités de production sont raccordées au réseau, 1,1 GW sont en construction et 1,2 GW ont finalisé leur financement. 85% des 7,7 GW de capacités réservées d'ici 2020 pour la connexion des parcs éoliens en mer est en cours d'implémentation².

I.1.2. Cadre réglementaire de planification des parcs éoliens en mer posés

Le cadre réglementaire depuis 2013

En Allemagne, depuis l'année 2013, la planification des parcs éoliens en mer implique l'Office fédéral pour la navigation maritime et l'hydrographie (*Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie – BSH*) et les gestionnaires de réseaux de transport allemands : il s'agit de TenneT pour la mer du Nord et de 50 Hertz pour la mer Baltique. Dans le cadre actuel, le BSH, en tant qu'autorité en charge de la planification spatiale en mer en zone économique exclusive

¹ Art. 5 de la [loi allemande sur le développement de l'énergie éolienne en mer, WindSeeG](#) (en allemand)

² Source : [Chiffres](#) présentés par la Deutsche WindGuard en février 2017.



(ZEE)³, élabore un plan fédéral de planification maritime (*Bundesfachplan Offshore* – BFO). A partir de ce plan, le plan de développement des réseaux offshore (*Offshore-Netzentwicklungsplan* – O-NEP) élaboré par les GRT présente les besoins en lignes de raccordement des parcs éoliens offshore au réseau de transport, et ce, jusqu'à 2024 sur leur zone d'équilibre.

Outre les raccordements devant être réalisés – le « réseau de nouvelles mises en service » (*Zubaunetz*) –, l'O-NEP comprend le « réseau de démarrage » (*Startnetz*). Il s'agit ici, d'une part, de systèmes de raccordement au réseau prévus pour les parcs éoliens et dont la demande avait été déposée avant l'établissement du plan O-NEP sur la base de l'ancienne législation et, d'autre part, de projets qui ont déjà été mis en service.

Le régime transitoire pour la période 2017-2025

Un régime transitoire est établi pour la période 2017-2025 en Allemagne durant lequel les appels d'offres concerneront les projets de parcs éoliens actuellement en cours de planification ou de développement. Dans cette période transitoire, le régime existant continuera de s'appliquer : le BFO et les O-NEP seront actualisés une dernière fois à la fin de l'année 2017. L'O-NEP 2025 est finalisé tandis que la version 2017 actualisée de l'O-NEP 2030 est en attente de validation⁴ de l'Agence fédérale des réseaux (*Bundesnetzagentur* – BNetzA), l'instance de régulation allemande des réseaux. Un dernier document de suivi de mise en œuvre sera également fourni par les GRT en fin d'année 2018. Il présentera le développement du réseau de raccordement en mer en fonction de 4 scénarios de développement des parcs et à partir des données de planification fournies par le BFO (pour les zones situées en ZEE) et par le programme de développement des eaux territoriales élaboré par le Bundesland concerné. L'O-NEP contient également une estimation des coûts d'extension du réseau lié à chaque scénario de développement.

De 2021 à 2025, le système transitoire permet aux projets en cours de participer à deux appels d'offres – l'un qui se clôturera au 1^{er} mars 2017 et l'autre au 1^{er} mars 2018 - pour un volume total de 1 550 MW pour chaque session.

Ensuite, pour les parcs éoliens en mer, les appels d'offres seront répartis selon le calendrier suivant :

2021 : 500 MW (exclusivement en mer Baltique)

2022 : 500 MW

2023 : 700 MW

2024 : 700 MW

2025 : 700 MW

Le modèle « danois » à partir de 2026 : centralisation du *Flächentwicklungsplan* et *Netzentwicklungsplan*

La loi EEG 2017 prévoit à l'échéance 2026 la mise en place d'un « modèle danois » pour le développement des projets. Dans ce modèle centralisé, la planification spatiale du développement de l'éolien en mer et le plan de développement des réseaux sont élaborés et mis en œuvre de façon conjointe. Cette centralisation de la planification entraîne une centralisation des études préliminaires sur les sites susceptibles d'accueillir des projets éoliens en mer : la responsabilité de ces études est ainsi transférée de l'exploitant à l'Etat (c'est-à-dire au BSH en tant qu'autorité compétente). Le plan de développement des zones en mer (*Flächenentwicklungsplan*) viendra ainsi remplacer l'O-NEP à partir de 2026.

Selon le nouveau régime de planification introduit par la loi allemande sur le secteur de l'énergie (*Energiewirtschaftsgesetz* – EnWG), le BSH est responsable de l'élaboration du plan de développement des zones en

³ N.B : en Allemagne, en dehors de la zone des 12 miles mais à l'intérieur de la ZEE, le BSH est l'autorité compétente. Pour la construction à l'intérieur des 12 miles, ce sont les administrations des Bundesländer qui sont compétentes.

⁴ La version 2017 de l'O-NEP 2030 soumise à validation de la BNetzA est téléchargeable sous ce [lien](#) (en Allemand)



mer (*Flächenentwicklungsplan*) en zone économique exclusive (Ausschließliche Wirtschaftszone -AWZ) et sur les eaux territoriales (par la signature d'un accord avec les régions concernées par ces eaux territoriales). Le BSH est également chargé de la conduite des études environnementales préalables en zone économique exclusive (AWZ). Pour les zones situées dans les eaux territoriales (*Küstenmeer*), ce sont les autorités des Länder concernés qui seront en charge.

Selon l'EnWG, les GRT ont la responsabilité du raccordement des capacités de production au réseau de transport sur la zone de réglage dont ils ont la responsabilité⁵. Parmi leurs obligations, les GRT co-établissent le plan de développement des réseaux (*Netzentwicklungsplan* – NEP) tous les trois ans⁶. Ce NEP couvre des mesures destinées au développement, à l'optimisation et au renforcement des réseaux, et qui seront nécessaires pour une exploitation sûre dans les 10 à 15 prochaines années. Ce plan fait l'objet d'une consultation publique et est soumis à l'autorisation de l'Agence fédérale des réseaux (*BNetzA*)⁷.

L'EnWG prévoit cependant de réunir à partir de 2018 les dispositions de planification pour l'éolien en mer et l'éolien terrestre dans le plan de développement des réseaux (*Netzentwicklungsplan*). Le nouveau plan recensera notamment les besoins d'extension, d'optimisation et de renforcement des lignes de transport d'électricité pour le raccordement des ouvrages de production d'électricité à base d'énergie renouvelable en mer au réseau de transport terrestre sur la base du plan de développement de réseau en mer (*Flächenentwicklungsplan*).

Ainsi, pour les parcs éoliens en mer, le BFO – puis à partir de 2026 le plan de développement des zones en mer (*Flächenentwicklungsplan*) contient⁸ :

- les zones délimitées pour l'implantation des futurs parcs éoliens (en ZEE, ces zones reprendront les Cluster 1 à 8 en mer du Nord et les Cluster 1 à 3 en mer Baltique qui sont définis dans le BFO actuel) ;
- les emplacements de construction pour les plateformes de conversion/*Umspannanlagen* ainsi que le tracé des câbles de raccordement (*Anbindungsleitungen*) ;
- les standards techniques et principes de planification pour réaliser les ouvrages de raccordement ;
- le calendrier et les volumes de capacité à installer des appels d'offres ;
- le calendrier de mise en service des parcs offshore et de leur raccordement.

Sur la base du BFO, L'O-NEP – puis à partir de 2018 le plan de développement des zones en mer (*Flächenentwicklungsplan*) – contient :

- les points de raccordement et lignes existants (*Startnetz*) ;
- le réseau de nouvelles lignes mises en service (*Zubaunetz*), c'est-à-dire les raccordements à réaliser pour couvrir les projets déjà mis en service ainsi que les projets de parcs éoliens dont la demande a déjà été déposée ;
- un calendrier de construction des nouvelles lignes mises en service.

Dans ce modèle, c'est donc sur la base de la planification des réseaux et des capacités de raccordement que sont déterminées, dans un second temps, les capacités de production à développer.

Ainsi, pour les parcs éoliens en mer, le *Flächenentwicklungsplan* détermine les conditions de développement suivantes, dispositions qui sont communiquées au moins 6 mois avant la clôture de la période de dépôt des offres aux candidats répondant aux appels d'offres pour les parcs éoliens en mer:

- Les zones attribuées pour les appels d'offres et la répartition des volumes de capacité à installer sur ces zones;

⁵ Voir le [mémo de l'OFATE sur le raccordement au réseau des énergies renouvelables en France et en Allemagne \(2016\)](#)

⁶ Art. 12b de la [loi allemande sur le développement de l'énergie éolienne en mer \(EnWG\)](#) (en allemand)

⁷ Voir le [mémo de l'OFATE sur le développement des réseaux de transport en France et en Allemagne \(2017\)](#)

⁸ Art. 17a de la [loi allemande sur le développement de l'énergie éolienne en mer \(EnWG\)](#) (en allemand)



- La description des lignes de raccordement en mer et des ouvrages de raccordement relevant de la responsabilité du GRT dans la zone d'implantation du parc éolien ainsi que leur date de mise en service.

1.2 Le raccordement des parcs éoliens en mer posés en France

1.2.1 Données clés de l'éolien en mer posé en France

En France, le législateur s'est donné un objectif de puissance installée pour l'éolien en mer posé de 3 GW d'ici à 2023⁹. Les six projets de parcs éoliens (Fécamp en Seine-Maritime, Courseulles en Calvados, St-Nazaire en Loire-Atlantique, Saint-Brieuc en Côtes-d'Armor, Ile d'Yeu-Noirmoutier en Vendée et Dieppe-Le Tréport en Seine-Maritime) issus des premiers appels d'offres de 2011 et 2013, situés à plus de 10 km des côtes seront raccordés au réseau terrestre par liaisons de 225 kV sous-marines. RTE estime les investissements de raccordement pour ces parcs à 1,3 milliards d'euros et prévoit à partir de 2018 la pose de 150 km de câbles sous-marins prolongés par 130 km de câbles terrestres enfouis.

Près de 30% des investissements du réseau de transport sur la période 2017-2019 auront pour finalité principale l'insertion des énergies renouvelables (EnR) et l'évolution du parc de production français¹⁰.

1.2.2 Cadre réglementaire de planification des parcs éoliens en mer posés

Les conditions de raccordement des parcs éoliens en mer posés dans les appels d'offres et du dialogue concurrentiel

Contrairement aux autres installations de production d'énergies renouvelables terrestres, le raccordement d'installations dont les conditions sont fixées dans le cadre des appels d'offres¹¹ ne s'inscrivent pas dans le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REN)¹². Les conditions de réalisation du raccordement des parcs éoliens en mer sont déterminées par le cahier des charges.

Dans le cadre de la procédure de « dialogue concurrentiel »¹³ mise en place en 2016¹⁴, le cahier des charges est établi par l'Etat suite à une première phase d'échanges avec les candidats retenus. Un guide d'évaluation des impacts sur l'environnement des parcs éoliens en mer¹⁵ a été mis à disposition des acteurs de la filière participant au dialogue concurrentiel. Il prend en compte l'évolution des méthodes et des connaissances ainsi que les retours d'expérience sur les projets et parcs existants.

Dans le cadre de la procédure d'appels d'offres actuelle (appels d'offres 2011 et 2013), RTE est chargé du raccordement ; à cette fin, il réalise les études de dérisquages afin d'identifier les couloirs de raccordement les plus favorables. Le raccordement des parcs éoliens en mer fait ainsi l'objet d'une concertation publique sous l'égide du préfet de la région d'implantation du parc éolien en mer. L'objectif de cette concertation publique est de définir une aire d'étude des tracés possibles ainsi que de mener les études techniques et environnementales et d'aboutir à un accord final sur le fuseau de moindre impact au sein duquel sera défini le tracé des liaisons sous-marines et souterraines ainsi que sur l'emplacement des postes électriques pour le parc envisagé. A l'issue de cette concertation préalable, le projet de

⁹ Voir la [Programmation Pluriannuelle de l'Energie \(PPE\)](#) (en français)

¹⁰ Voir le [schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité \(SDDR\)](#) (en français) et voir également le [mémo de l'OFATE sur le développement des réseaux de transport en France et en Allemagne \(2017\)](#)

¹¹ Art. [L. 311-10](#) du code de l'énergie (en français)

¹² Les fermes éoliennes flottantes pilotes seront raccordées dans le cadre S3REN car les conditions de leur raccordement n'ont pas été prévues dans l'appel à projet.

¹³ Cette nouvelle procédure est décrite dans le [memo de l'OFATE sur l'éolien en mer posé et l'éolien en mer flottant en France \(2017\)](#)

¹⁴ Voir le [décret du 17 août 2016 relatif à la procédure de dialogue concurrentiel pour les installations de production d'électricité](#) (en français)

¹⁵ Ce document est accessible sur le [site du Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer \(MEEM\)](#) (en français)



raccordement est soumis à enquête publique en vue de la déclaration d'utilité publique, de l'autorisation au titre de la loi sur l'eau et de l'autorisation d'occupation du domaine public maritime.

Au 1^{er} janvier 2018 entrera en vigueur le décret du 5 mai 2017¹⁶ relatif à la réglementation applicable au tracé des câbles et pipeline sous-marins sur le plateau continental dans la ZEE. Le décret précise dans son article 19:

- le préfet maritime est l'autorité compétente pour agréer le tracé des câbles installés ;
- l'agrément doit être réalisé six mois avant la date envisagée pour le début de la pose ;
- le préfet dispose d'un délai de deux mois pour agréer le tracé des pipelines et des câbles par arrêté d'agrément.

A ce jour, aucun ouvrage de raccordement d'un parc ne doit être implanté dans la ZEE ou le PC. Tous les raccordements vont être intégralement implantés dans le domaine public maritime (mer territoriale)

Le coût des ouvrages nécessaires au raccordement de l'installation sont à la charge du producteur.

Procédure de raccordement au réseau de transport en France

La procédure de traitement des demandes de raccordement au réseau de transport est explicitée dans la documentation technique de référence publiée sur le site de RTE¹⁷.

Pour obtenir le raccordement, le producteur adresse à RTE une demande d'étude exploratoire ou – dans le cas où le producteur souhaite une proposition précise pour le raccordement de son installation – une demande de proposition technique et financière (PTF) accompagnée de fiches de collecte de données de l'installation telles que décrites dans la documentation technique de référence. Suite à la réception de la demande de raccordement, RTE communique sous trois mois¹⁸ une PTF finalisée qui présente la solution technique retenue, l'estimation du coût des ouvrages qui sont nécessaires au raccordement de l'installation au Réseau Public de Transport de l'électricité et qui sont à la charge du demandeur. Elle contient également une date de mise en service prévisionnelle. Le tracé précis n'est pas arrêté à ce stade. RTE s'engage, sous certaines réserves, à ce que les coûts dans la convention de raccordement n'excèdent pas (à isopérimètre) de plus de 15% les coûts présentés dans la PTF.

Une fois la PTF acceptée par le producteur, et à l'issue des procédures administratives pour l'obtention des autorisations, concertation et études techniques détaillées, RTE et le producteur signent une convention de raccordement. A ce stade, les travaux de raccordement ne sont engagés par RTE que sous paiement du solde des études et d'un acompte de 30% du coût des travaux. La convention de raccordement précise :

- la solution technique retenue pour le raccordement ;
- la description de l'installation à raccorder ;
- les coûts actualisés du raccordement suite aux études techniques détaillées ;
- les performances attendues de l'installation ;
- la date de mise à disposition du raccordement ;
- l'échéancier de paiement.

Un contrat d'accès au réseau public de transport (CART) doit être signé avant la mise en exploitation du raccordement et de l'installation. Il prévoit les conditions techniques, juridiques et financières de l'injection sur les réseaux publics de l'énergie électrique produite et du soutirage de l'énergie électrique nécessaire au fonctionnement des auxiliaires de l'installation de production. Ce contrat comporte notamment des stipulations en matière de comptage, de qualité et de responsabilité, et précise les modalités d'application du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

¹⁶ Voir le [décret n° 2017-781 du 5 mai 2017](#) (en français)

¹⁷ Voir la [documentation technique de référence](#) (en français)

¹⁸ Un délai qui peut être étendu jusqu'à 6 mois en accord avec le producteur.

Enfin, avant la mise sous tension du raccordement finalisé, une convention d'exploitation est établie par RTE et signée par le producteur. Elle établit les responsabilités de chaque acteur dont les règles d'exploitation et de sûreté sur toute la durée d'exploitation.

II. Techniques de raccordement des parcs éoliens en mer posés en France et en Allemagne

II.1 Caractéristiques techniques du raccordement en Allemagne

Le plan de développement des zones en mer (*Flächenentwicklungsplan*) et le plan de développement des réseaux (*Netzentwicklungsplan*) pré-définissent l'emplacement des tracés des câbles sous-marins et des plateformes de conversion en mer pour chaque zone de développement. Ce schéma permet ainsi de mutualiser les coûts de construction et d'opération des plateformes de conversion en mer, de les dimensionner aux besoins de puissance planifiés sur une zone d'implantation et de limiter les tracés et les impacts induits sur l'environnement (voir Figure 1).

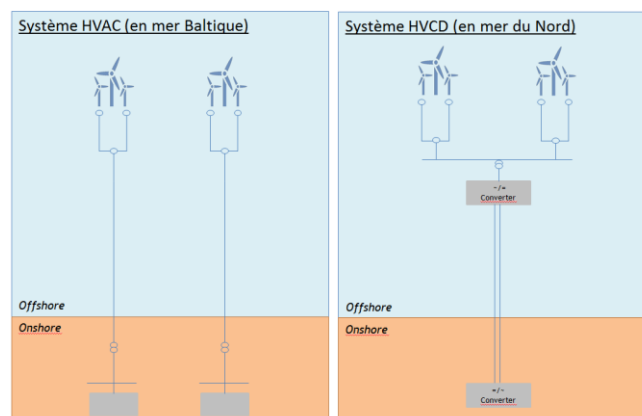


Figure 1 : Les systèmes de raccordement des parcs éoliens en mer par courant alternatif et courant continu en Allemagne.
Source : TenneT (2016) ; présentation OFATE

Le raccordement des parcs éoliens en mer posés se fait au moyen de lignes de raccordement en courant continu à haute tension (CCHT) en mer du Nord et de lignes de raccordement en courant alternatif en mer Baltique. Les gestionnaires de réseaux de transports sont responsables de la construction et de l'opération des lignes de raccordement à partir de la station de conversion terrestre en courant continu à haute tension - CCHT (*HGÜ-Konverter an Land*) jusqu'aux plateformes de connexion en mer (*Umspannplattform*).

Le choix de liaisons du raccordement par des liaisons¹⁹ de courant continu à haute tension (CCHT) en mer du Nord est justifié par la plus grande distance des parcs éoliens en mer sur ces zones. En effet, l'utilisation de lignes de raccordement CCHT est optimale pour les liaisons souterraines et sous-marines dès 60-80 km de longueur²⁰. Au début de l'année 2012, le parc « BARD Offshore 1 » a été le premier à être raccordé par une ligne CCHT « Borwin 1 »²¹. En 2015, c'est le parc « Nordsee Ost » qui est raccordé par la ligne CCHT « Helwin 1 » auquel s'ajoute le parc « Meerwind

¹⁹ Voir le [mémo de l'OFATE sur le développement des réseaux de transport en France et en Allemagne \(2017\)](#)

²⁰ 50 Hertz (2014) : [Réponses à des questions fréquemment posées sur le thème de la politique énergétique](#) (en allemand)

²¹ Source : [carte de planification de l'éolien en mer du Nord, BNetzA \(2016\)](#) (en allemand)

Süd/Ost ». Les parcs « DanTysk », « Butendiek » et « Nördlicher Grund » sont raccordées à la ligne CCHT « SylWin 1 ». Pour le raccordement des futurs parcs et parcs existants en mer du Nord, de nouvelles lignes CCHT sont prévues²². Dans la mer du Nord, le réseau de démarrage englobe une puissance d'environ 7,1 GW, dont 1,8 GW sont en préparation ou en cours de procédure d'agrément, 1 GW en phase de préparation des travaux et 4,3 GW en service²³. En revanche, dans la mer Baltique, le réseau de démarrage comprend 1,1 GW, dont 750 MW sont en phase de préparation des travaux ou en cours de construction. Le réseau de nouvelles mises en service qui est confirmé actuellement, comprend deux systèmes de 900 MW en mer du Nord, avec les lignes NOR-1-1 et NOR-3, ainsi qu'OST-B-1, un système d'une capacité de deux fois 250 MW en mer Baltique²⁴.

Chaque parc éolien en mer est raccordé à une sous-station de transformation (*Umspannplattform*). Le courant HTA entrant des éoliennes y est transformé en courant HTB, à une tension de 380 ou 220 kV. Les lignes CCHT relient plusieurs sous-stations des parcs éoliens à une plateforme de conversion en mer (*Konverterplattform*), elle-même raccordée à une station de conversion terrestre (*Konverterstation an Land*) par des lignes CCHT. Le courant continu y est transformé en courant alternatif.

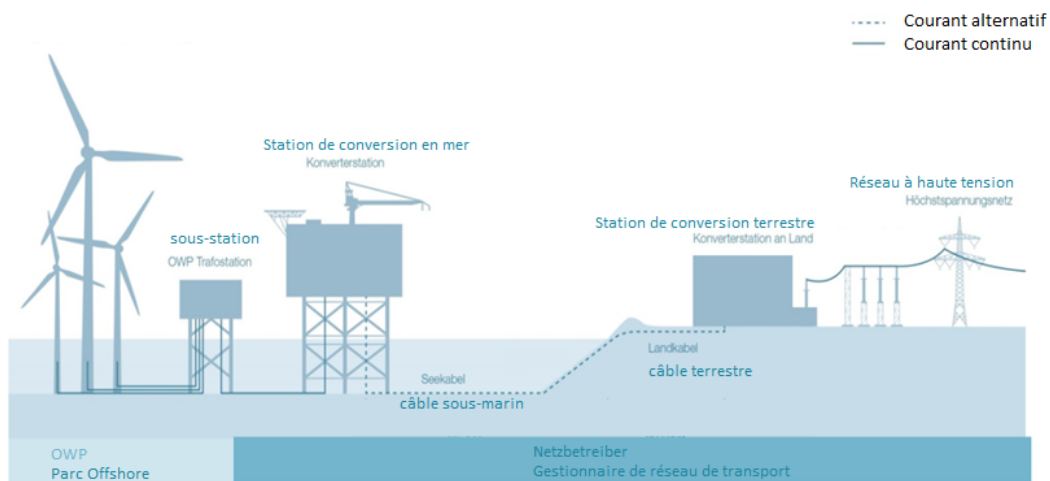


Figure 2 : raccordement d'un parc éolien par liaison de courant continu à haute tension (CCHT) en Allemagne.
Source : Tennet (2016) ; présentation OFATE

II.2 Caractéristiques techniques et schémas de raccordement en France

Pour raccorder les parcs éoliens en mer au réseau public de transport de l'électricité, le gestionnaire RTE installe des câbles de 225 kV sous-marins depuis un « poste électrique en mer » qui se poursuit en technique souterraine jusqu'au poste de raccordement au réseau existant. Chaque parc éolien en mer est ainsi raccordé à une sous-station de transformation. Le courant y est porté à une tension de 225 kV avant d'être transporté jusqu'à la station électrique terrestre ou « poste électrique de raccordement » où il est transformé à une tension de 400 kV (si nécessaire) avant d'être injecté dans le réseau électrique terrestre. Le schéma de raccordement (en antenne ou en coupure), le nombre de câbles (liaison simple ou double) et la tension d'exploitation de la liaison export de raccordement du parc éolien en mer au réseau public de transport de l'électricité dépendent de la puissance du parc à raccorder.

²² Source : [Ministère fédéral de l'Économie et de l'Énergie \(BMWi\)](#) (en allemand)

²³ Source : [O-NEP 2025](#)

²⁴ Ibid.

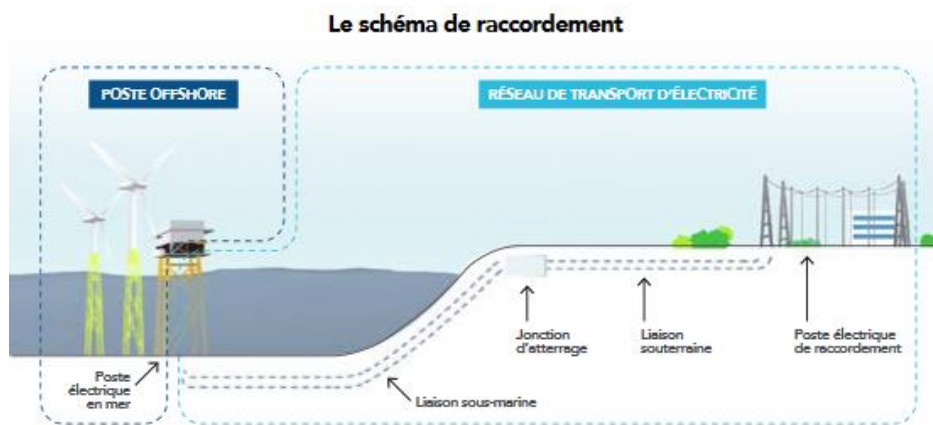


Figure 3 : Le schéma de raccordement des parcs éoliens en France
Source : RTE, SDDR 2016

III. Financement et risques de raccordement des parcs éoliens en mer posés en Allemagne et en France

III.1 Financement et risques raccordement en Allemagne

En Allemagne, le raccordement des parcs éoliens en mer posés incombe, en vertu de l'alinéa 1 de l'article 17d de la loi EnWG, au GRT dans la zone de réglage duquel se trouve le projet éolien en mer²⁵. Les GRT prennent en charge le coût du raccordement des installations en mer depuis la sous-station en mer jusqu'à la terre ferme et répercutent ce coût du raccordement sur les tarifs d'utilisation du réseau (et donc sur la facture des consommateurs finals) dans leur zone de réglage.

Le plan offshore (O-NEP) recense les besoins en matière de développement du réseau offshore pour les 10 années suivantes selon un calendrier d'achèvement contraignant. Dans la version 2017 de l'O-NEP 2030 actuellement soumise à la BNetzA pour validation, les coûts de raccordement estimés pour l'ensemble des parcs éoliens en mer du Nord et en mer Baltique s'élèvent dans trois scénarios à 17 Mrd EUR. Un quatrième scénario évalue ces coûts à 24 Mrd EUR²⁶.

Dans certaines conditions, les parcs éoliens en mer ont droit, en vertu de l'article 17e de la loi EnWG, à un dédommagement financier en cas de retard ou de perturbations. Ceci concerne notamment :

- les perturbations survenant pendant plus de 10 jours consécutifs et empêchant toute injection d'électricité par l'éolienne en question ;
- l'absence de connexion au réseau en raison de retard dans la mise en œuvre du raccordement ; si le GRT n'est pas en mesure de respecter la date fixe d'achèvement visée à l'alinéa 2 de l'article 17d, l'exploitant de l'installation peut prétendre à un dédommagement à compter du onzième jour suivant cette date ;
- les travaux de maintenance réalisés au niveau du raccordement au réseau et empêchant plus de dix jours dans l'année civile toute injection d'électricité par l'éolienne.

²⁵ Art. 17d de la [loi allemande sur le développement de l'énergie éolienne en mer \(EnWG\)](#) (en allemand)

²⁶ N.B : Ces chiffres ont une valeur indicative uniquement, le plan n'ayant pas encore été validé par la BNetzA.



Les éventuelles sommes versées aux exploitants des installations des parcs éoliens en mer à titre de dédommagement donnent lieu à une majoration des tarifs d'utilisation des réseaux facturée à tous les consommateurs finals. L'alinéa 7 de l'article 17f de la loi EnWG met en place un prélèvement offshore spécifique déterminé chaque année (Offshore *Haftungsumlage*). Ce prélèvement permet aux GRT de couvrir les coûts de ces dédommagements en les répercutant de manière nationale et équilibrée sur tous les consommateurs finals²⁷.

L'article 17g de la loi EnWG limite la responsabilité du GRT en cas de dégâts matériels involontaires à un montant compensatoire de 100 million d'euros. L'article 17h quant à lui fixe une obligation des GRT à contracter une assurance afin de couvrir les préjudices financiers et les dommages matériels causés à l'exploitant d'installations offshore en raison du retard dans l'achèvement ou du dysfonctionnement du raccordement de l'installation offshore au réseau du gestionnaire de réseau de transport d'électricité soumis à l'obligation de raccordement au réseau.

III.2 Financement et risques relatif au raccordement en France

Dans le cadre de la procédure qui a prévalu pour les projets issus des deux premiers appels d'offres, les coûts de raccordement de l'installation en mer jusqu'au point de raccordement à terre sont à la charge du candidat retenu. La réalisation est assurée par RTE et le financement précisé dans la convention de raccordement signée par le producteur et RTE.

Par ailleurs, l'article L342-2 du Code de l'énergie prévoit que le producteur peut, sous réserve de l'accord de RTE, exécuter à ses frais exclusifs les travaux de raccordement par des entreprises agréées par RTE selon les dispositions d'un cahier des charges établi par le maître d'ouvrage²⁸. Selon l'article L. 342-7 du code de l'énergie, lorsque le gestionnaire du réseau public de transport est le maître d'ouvrage du raccordement, les principes généraux de calcul de la contribution qui lui est due sont arrêtés par l'autorité administrative sur proposition de la CRE et peuvent prendre la forme de barèmes. Or les dispositions concernant le raccordement au réseau public de transport n'ont pas, à l'heure actuelle, fait l'objet de textes d'application. Ainsi, la CRE a ouvert une consultation publique²⁹ sur les principes généraux de calcul de la contribution due au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, mentionnée aux articles L. 342-6 et L. 342-7 du code de l'énergie.

Des dispositions légales encadrent les risques de retard de raccordement des parcs éoliens en mer.

La [loi relative à la transition énergétique](#) a modifié l'article L. 342-3 du code de l'énergie, en limitant à 18 mois les délais de raccordement pour les EnR et en prévoyant que le non-respect de ces délais « peut donner lieu au versement d'indemnités selon un barème fixé par décret ». Le [décret n° 2017-628 du 26 avril 2017](#) pour les installations de production implantées en mer prévoit les dispositions suivantes :

- les délais de raccordement prévus dans la convention de raccordement signée entre le gestionnaire de réseau et l'exploitant de l'installation éolienne en mer peuvent dépasser les 18 mois prévus dans le code de l'énergie³⁰ en dérogation à l'article L. 342-3 du code de l'énergie et en définit les conditions ;
- le cahier des charges de l'appel d'offre pour les parcs éoliens en mer peut fixer des conditions particulières d'indemnisation en cas de dépassement du délai de raccordement prévu dans la convention de raccordement ;
- en l'absence de conditions particulières dans le cahier des charges, les préjudices couverts par l'indemnisation sont les coûts et surcoûts de financement causés par le dépassement, les surcoûts de conception, de développement et de réalisation de l'installation ;
- les coûts et surcoûts de financement induits par le dépassement du délai sont définis en fonction du type de financement du projet ;

²⁷ Consulter à ce sujet [la méthode de calcul du prélèvement offshore](#) prévue au paragraphe 17 de l'EnWG (en allemand)

²⁸ [Art. L342-2](#) du Code de l'Énergie (en français)

²⁹ Voir la [Consultation](#) sur le site de la CRE (en français)

³⁰ Art. D. 342-4-1 à D. 342-4-6 du [code de l'énergie](#) (en français)



- les surcoûts de conception, de développement et de réalisation de l'installation de production sont évalués de manière forfaitaire ;
- le décret instaure un plafond pour l'indemnisation dont les modalités de calcul sont prévues dans l'article R. 342-4-11 du code de l'énergie. Le niveau maximum s'applique par installation et par année et est établi en fonction de la puissance de l'installation.

La loi n° 2017-227 du 24 février 2017 ratifiant les ordonnances relatives à l'autoconsommation d'électricité et à la production d'électricité à partir d'énergies renouvelables précise le principe d'une part des indemnités non répercutées dans les tarifs d'accès au réseau et l'existence d'un plafond, dans le cas d'une responsabilité de RTE.

Des dispositions législatives et réglementaires ont également été prises pour simplifier et sécuriser le cadre applicables aux projets d'énergies renouvelables en mer :

- La [Loi Leroy pour l'Economie Bleue du 20 juin 2016](#) a introduit des dispositions de nature à faciliter l'assurabilité des projets EMR en les assimilant pour partie au régime assurantiel maritime :
 - o Modification de l'article L125-5 du Code des Assurances pour exclure les EMR du champ d'application de l'assurance des risques de catastrophes naturelles ;
 - o Modification de l'article L111-6 du CA en y ajoutant un alinéa 1-d) précisant que sont regardées comme « grands risques » les EMR définies par un décret en Conseil d'Etat ([décret n° 2017-627 du 26 avril 2017](#)) de sorte que les contrats d'assurance peuvent stipuler des dispositions particulières concernant les conditions de garantie relatives à la réparation des dommages résultant des actes de terrorisme.
- Le [décret n° 2017-627 du 26 avril 2017](#) relatif au régime assurantiel des installations d'énergies marines renouvelables classe les parcs éoliens en mer dans la catégorie « grand risque » telle que définie à l'article L. 111-6 du code des assurances français. Ce décret a pour but de renforcer l'assurabilité des parcs éoliens offshore.

En ce qui concerne les risques d'indisponibilité du réseau de transport, des éléments de responsabilité sont fournis dans le contrat d'accès au réseau public de transport (CART). Néanmoins, RTE envisage de fournir des éléments supplémentaires pour qualifier les risques d'indisponibilité du réseau de transport d'électricité. Ainsi, la CRE a ouvert le 23 mars 2017 une consultation publique³¹ sur les évolutions du catalogue des prestations réalisées à titre exclusif par RTE. Le GRT français propose en effet de créer un « service de prestation complémentaire en cas d'indisponibilité non programmée de la partie sous-marine du réseau d'évacuation d'une installation de production en mer » qui consisterait, moyennant souscription par le producteur, en un service optionnel qui introduit un mécanisme financier instituant des pénalités incitatives pour RTE en cas d'avarie sur la partie maritime du réseau d'évacuation. RTE s'engage ainsi à verser une pénalité financière aux producteurs qui auront souscrit cette prestation dès lors que la partie sous-marine du réseau d'évacuation ne sera pas intégralement remise en service dans un délai maximal de 60 jours.

La consultation est terminée, et les discussions entre producteurs et RTE se poursuivent sur ce sujet.

Pour le 3^{ème} appel d'offres en cours, les conditions de réalisation du raccordement seront déterminées par le cahier des charges comme rappelé dans le document de consultation³² pour le dialogue concurrentiel portant sur des installations éoliennes de production d'électricité en mer dans une zone au large de Dunkerque lancé le 16 décembre 2016. Ce cahier des charges est en discussion entre les candidats qui ont été présélectionnés à l'issue de la première phase de la procédure.

³¹ Voir la [Consultation publique](#) sur le site de CRE (en français)

³² Voir [document de consultation, CRE \(2017\)](#) (en français)



Abréviations utilisées

AWZ	Zone économique exclusive (<i>Ausschließliche Wirtschaftszone</i>)
BFO	Plan fédéral de planification maritime (<i>Bundesfachplan Offshore</i>)
BNetzA	Agence fédérale des réseaux (<i>Bundesnetzagentur</i>)
BSH	Office fédéral pour la navigation maritime et l'hydrographie (<i>Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie</i>)
CART	Contrat d'accès au réseau public de transport
CCHT	Courant continu haute tension
CRE	Commission de régulation de l'énergie
EEG	loi allemande sur les énergies renouvelables (<i>Erneuerbare Energiegesetz</i>)
EnWG	loi allemande sur le secteur de l'énergie (<i>Energiewirtschaftsgesetz</i>)
GRT	Gestionnaire de réseau de transport
HGÜ	Courant continu haute tension (<i>Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung</i>)
NEP	Plan de développement des réseaux (<i>Netzentwicklungsplan</i>)
PTF	Proposition technique et financière
O-NEP	Plan de développement des réseaux offshore (<i>Offshore-Netzentwicklungsplan</i>)
RT	Réseau de transport
S3REnR	schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables
WindSeeG	loi allemande sur le développement de l'énergie éolienne en mer (<i>Windenergie-auf-See Gesetz</i>)