Caractéristiques et scénarios de raccordement RTE

Principaux points abordés :

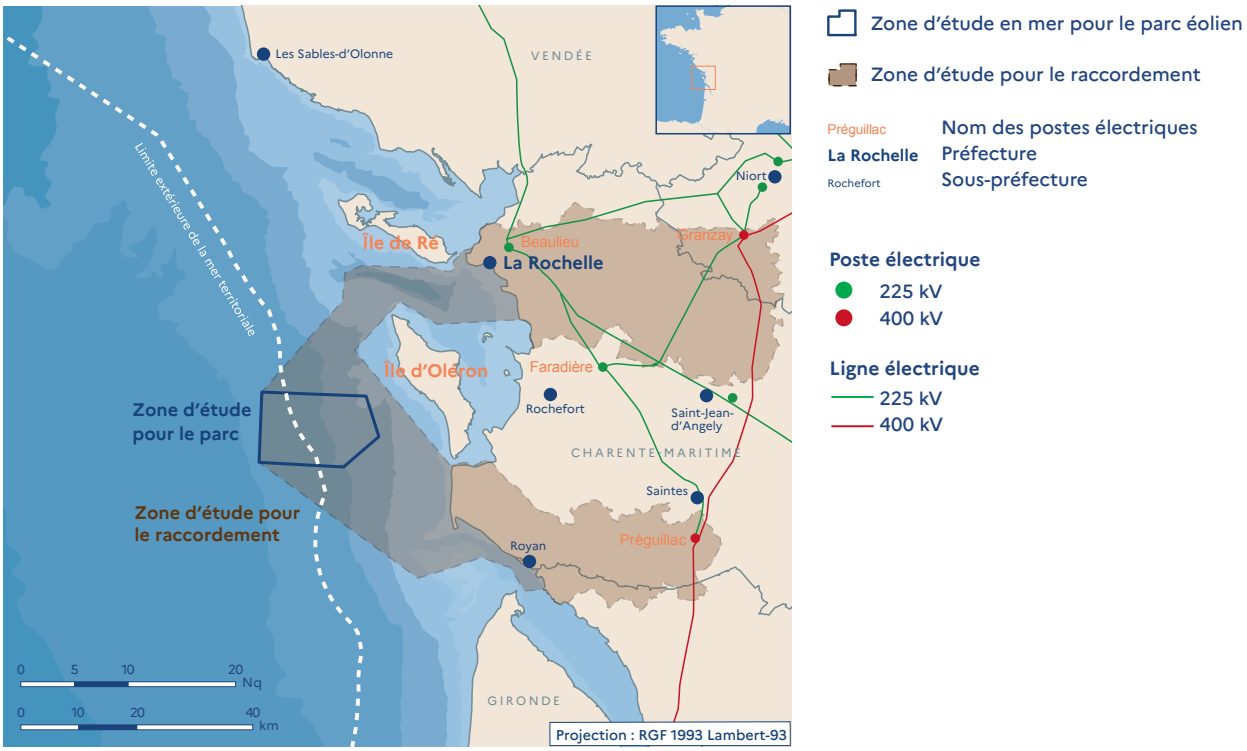
La présente fiche vise à introduire le débat public s'agissant des enjeux de raccordement liés aux scénarios de puissance et de localisation d'un ou plusieurs parc(s) en mer, et à présenter les ouvrages de raccordement correspondant.

RTE, Réseau de transport d'électricité, est une entreprise de service public qui construit, exploite et entretient le réseau public de transport d'électricité.

En France, RTE assure la sécurité d'approvisionnement en électricité. C'est un acteur incontournable de la transition énergétique, le réseau de transport d'électricité en étant un maillon essentiel.

L'État a confié à RTE la mission de raccorder les énergies marines renouvelables au réseau électrique.

Présentation de la zone du débat du projet éolien en mer sur la façade Sud-Atlantique



Sources : Cerema, Ministère de la Transition écologique (MTE), RTE, Service hydrographique et océanographique de la Marine (Shom), l'Institut français de recherche pour l'exploitation de la mer (Ifremer) – mai 2021

Quelles échelles de travail pour quelle étape du projet ?

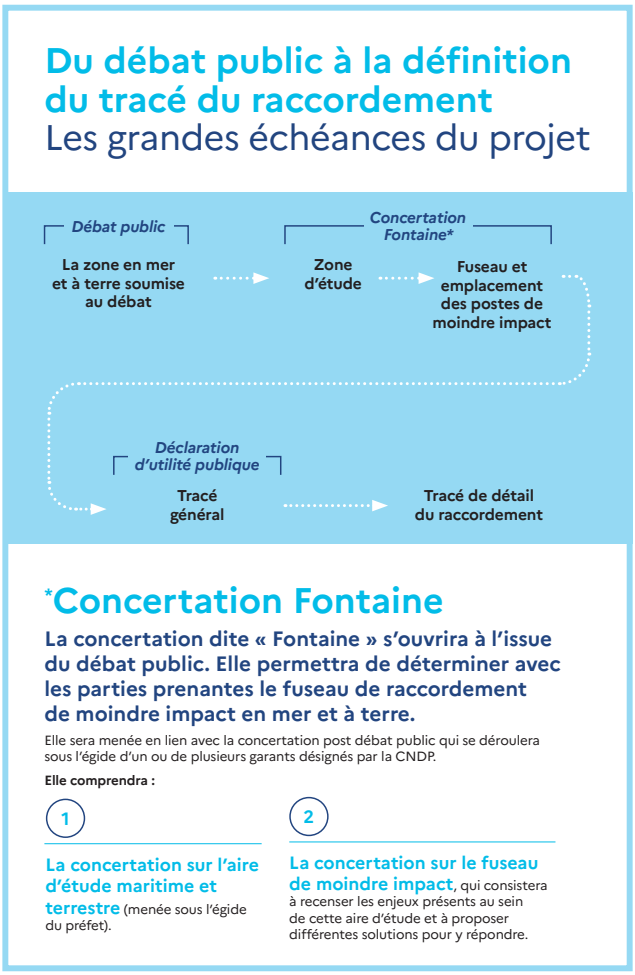
Au stade du débat public, la zone d'étude du raccordement proposée est suffisamment vaste pour permettre de débattre de différentes solutions de raccordement ou encore d'éviter certains enjeux pouvant ressortir des études bibliographiques menées pour les milieux maritime et terrestre, ou de l'expression des parties prenantes et du public.

Choix a ainsi été fait de proposer deux variantes de raccordement pour le projet souhaité aujourd'hui par l'État pour un ou deux parcs, au lieu d'une seule au sud pour la concertation menée par le passé.

Après le débat public, un temps de concertation sera dédié au raccordement *[Voir fiche 19 – Les principales procédures et cadre juridique d'un parc éolien en mer]*.

À l'issue du débat public, et à la lumière des propositions ou recommandations formulées durant le débat public, du compte rendu de la CPDP et du bilan de la CNDP, RTE proposera à l'État, aux élus, collectivités, associations et autres parties prenantes, plusieurs fuseaux de raccordement possibles, lors d'une procédure dédiée.

Cette procédure, dite « Fontaine[1] », se déroule avant l'enquête publique, et est menée sous l'égide du préfet de département. Elle associe le public, les élus et les représentants des parties prenantes (usagers, associations environnementales…) afin d'échanger sur le ou le(s) corridor(s) préférentiel(s) de raccordement, et retenir un fuseau de moindre impact pour le passage de la liaison électrique et de l'implantation des postes électriques. Débat public et concertation Fontaine sont complémentaires et s'enrichissent mutuellement.

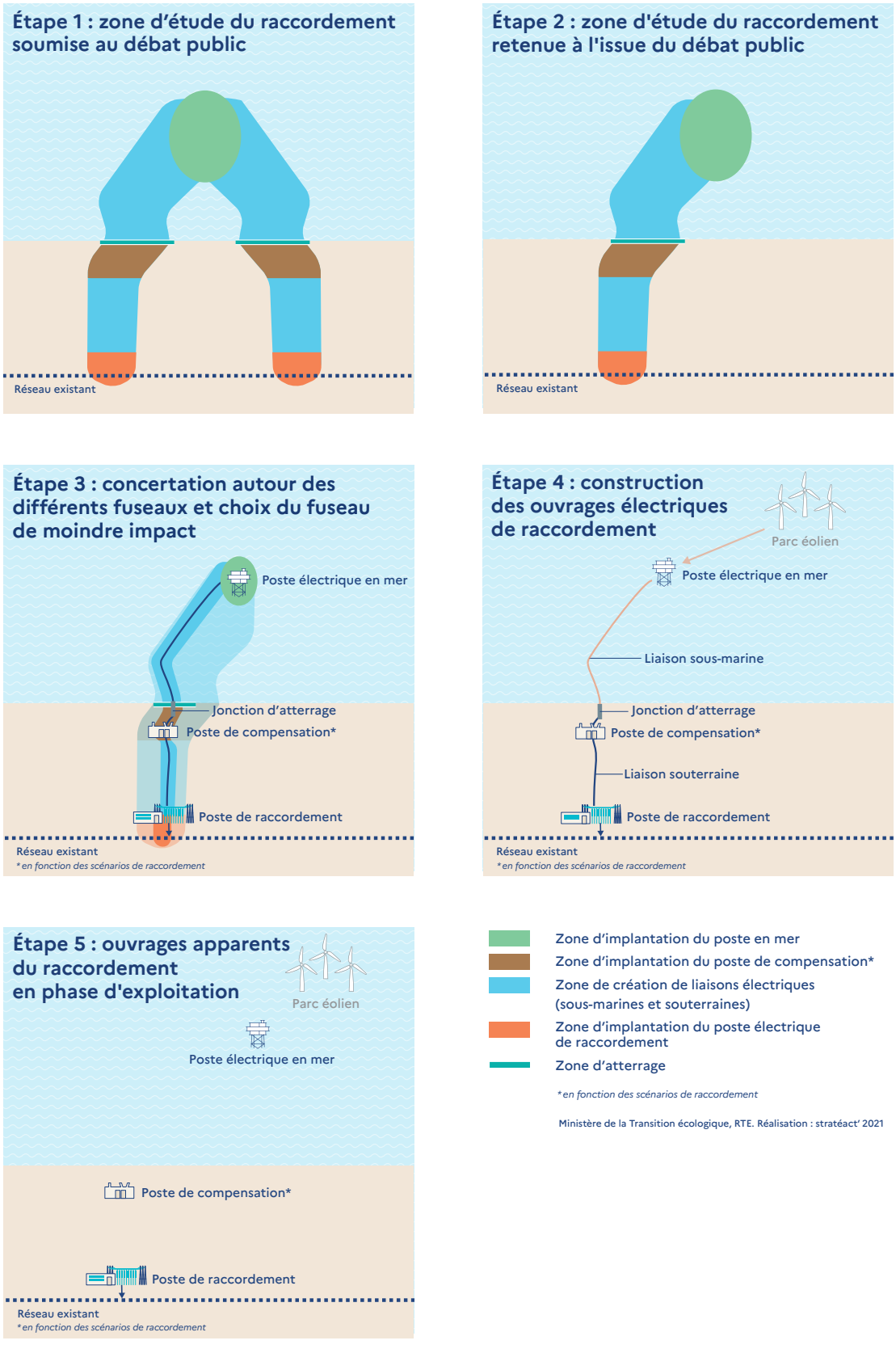


Ces fuseaux de raccordement, partant de la zone d'étude du parc jusqu'au réseau électrique existant, sont larges de plusieurs centaines de mètres, en mer comme à terre. En fonction des contraintes ou de la concertation restant à mener, ils peuvent être ponctuellement plus larges.

À l'issue des débats, le préfet arrêtera un Fuseau de raccordement de moindre impact (FMI). C'est sur ce « FMI » que RTE engagera ses études de terrain, techniques et environnementales, pour caractériser au mieux le projet de raccordement du projet de parc décidé par l'État, et nourrir l'étude d'impact du projet. C'est au sein du FMI que RTE après obtention de ses autorisations, étudiera et arrêtera le tracé de détail du raccordement, en lien avec les services de l'État et les parties prenantes, en vue des travaux de construction des ouvrages.

1 Conformément à la circulaire ministérielle du 9 septembre 2002 dite « Fontaine », relative au développement des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

Évolution de l'emprise spatiale du raccordement : de la phase d'étude à l'exploitation



Souces : RTE 2021

Courant alternatif ou courant continu ?

Pour chaque projet de raccordement éolien en mer, RTE étudie le raccordement adapté en fonction de deux paramètres : la puissance d'électricité à transiter et la distance à parcourir jusqu'au réseau électrique existant. En fonction de ces paramètres clés la technologie de raccordement la plus appropriée peut varier entre deux technologies aujourd'hui disponibles : le courant alternatif et le courant continu.

Le raccordement d'un parc éolien en mer se fait habituellement en courant alternatif. Lorsque la puissance et/ou la distance du parc au réseau électrique à terre sont plus importantes, le raccordement peut être réalisé en courant continu.

- **Le courant alternatif (AC) :** les électrons circulent dans les conducteurs des câbles électriques de façon alternative, dans les deux sens du circuit.

En France et sur l'ensemble du réseau national d'électricité et du réseau européen interconnecté, l'électricité est produite par les centrales, notamment éoliennes, et transportée en courant alternatif à une fréquence de 50 hertz jusqu'aux consommateurs, grâce à des câbles aériens ou souterrains. Le courant alternatif est majoritairement retenu car sa tension et son intensité peuvent être facilement modifiés tout en conservant la puissance transmise grâce à des transformateurs, placés dans les postes électriques, ce qui permet d'adapter la tension aux besoins liés de transport ou de consommation[2].

Pour les projets d'éolien en mer menés par l'État, cette solution permet d'élever la tension du courant produit par les parcs éolien (de 66 kV à 225 kV), dans le poste électrique en mer, pour en assurer le transit vers le continent avec un nombre réduit de câbles de grande puissance (de 250 à 300 MW par câble).

Selon la distance et la puissance à raccorder, des équipements intermédiaires de raccordement sont nécessaires : en effet, plus la distance à parcourir est longue, plus l'énergie transitée dans les câbles produit de l'énergie réactive, qui s'ajoute à l'énergie réelle (ou active) pour un même volume de production transité, et vient obstruer la circulation du courant. Cette énergie réactive peut également provoquer des surcharges électriques, des chutes de tension ou encore un échauffement des câbles, préjudiciables à la sécurité électrique du réseau.

Pour conserver un transit optimal de l'électricité, il faut prévoir des moyens de compensation permettant de supprimer l'énergie réactive, sous forme de postes terrestres intermédiaires, situés entre le poste en mer et le poste de raccordement final. Ainsi, les postes de compensations intermédiaires permettent de corriger la puissance réactive générée par le transit du courant dans les câbles.

Grâce à la compensation intermédiaire, les raccordements éoliens en mer en courant alternatif peuvent atteindre environ 130 km de longueur totale.

L'ensemble des parcs éoliens en mer lancés par l'État depuis 2009 *[voir la partie 2.2.3.1 du DMO]* sont raccordés en courant alternatif, avec pour certains (Saint-Nazaire, îles Yeu-Noirmoutier ou Saint-Brieuc) des moyens de compensation prévus dans les postes de raccordement pour des distances de raccordement inférieures à 60 km.

Pour des distances supérieures, ce qui est le cas du projet Sud-Atlantique, il faudrait **placer le poste de compensation intermédiaire entre le poste électrique en mer et le poste électrique terrestre, idéalement en milieu de liaison de raccordement.**

- **Le courant continu (HVDC) :** les électrons circulent continuellement dans les câbles dans la même direction et ne produisent pas d'énergie réactive.

Cette technologie convertit le courant alternatif produit par les éoliennes en courant continu au moyen d'une station de conversion en mer (placée sur une plateforme) et, à l'inverse, de la reconvertir en courant alternatif à terre, dans une autre station de conversion située à proximité immédiate d'un poste électrique existant 400 kV.

Le recours à la technologie du courant continu dépend de la longueur et de la puissance cible à raccorder. Elle est **généralement retenue pour transiter des volumes importants d'électricité sur de longues distances**, comme pour les interconnexions électriques avec les autres États européens, (par exemple le projet d'interconnexion France-Espagne Golfe de Gascogne), ou le raccordement d'éolien en mer de grande puissance avec des distances de raccordement importantes, comme en mer du Nord[3].

2 Par exemple, pour limiter les pertes électriques dues à l'échauffement des câbles, la tension est élevée, ce qui diminue en conséquence l'intensité et réduit les pertes.

3 Les liaisons HVDC offshores se limitent, à ce jour, à des raccordements allemands en mer du Nord, avec 9 raccordements HVDC éolien en mer en fonctionnement et 6 en projet (pour des parcs de 2 GW). D'autres projets en HVDC sont envisagés aux Pays-Bas et au Royaume-Uni. Fin 2019, les parcs raccordés en courant continu correspondaient à un total d'environ 6,5 GW sur 22 GW de parcs éoliens en mer raccordés en Europe. Ces « hubs » raccordent au réseau terrestre 18 parcs éoliens d'une puissance moyenne de 300 MW.

En mer du Nord, les distances minimales envisagées pour des raccordements HVDC sont de 130 km pour des volumes de l'ordre de 900 MW à 1 GW.

Pour des volumes cibles de l'ordre de 2 GW, le recours à des solutions HVDC est également compétitif pour de plus faibles distances (à partir de 80 km).

Dès 100 km, et jusqu'à 130 km de distance de raccordement, le courant continu peut être étudié pour un volume d'1 GW pour répondre à des enjeux particuliers.

Cette technologie permet d'économiser le nombre de câbles mais nécessite des stations de conversion en mer et à terre, plus coûteuses que des postes de raccordement en courant alternatif.

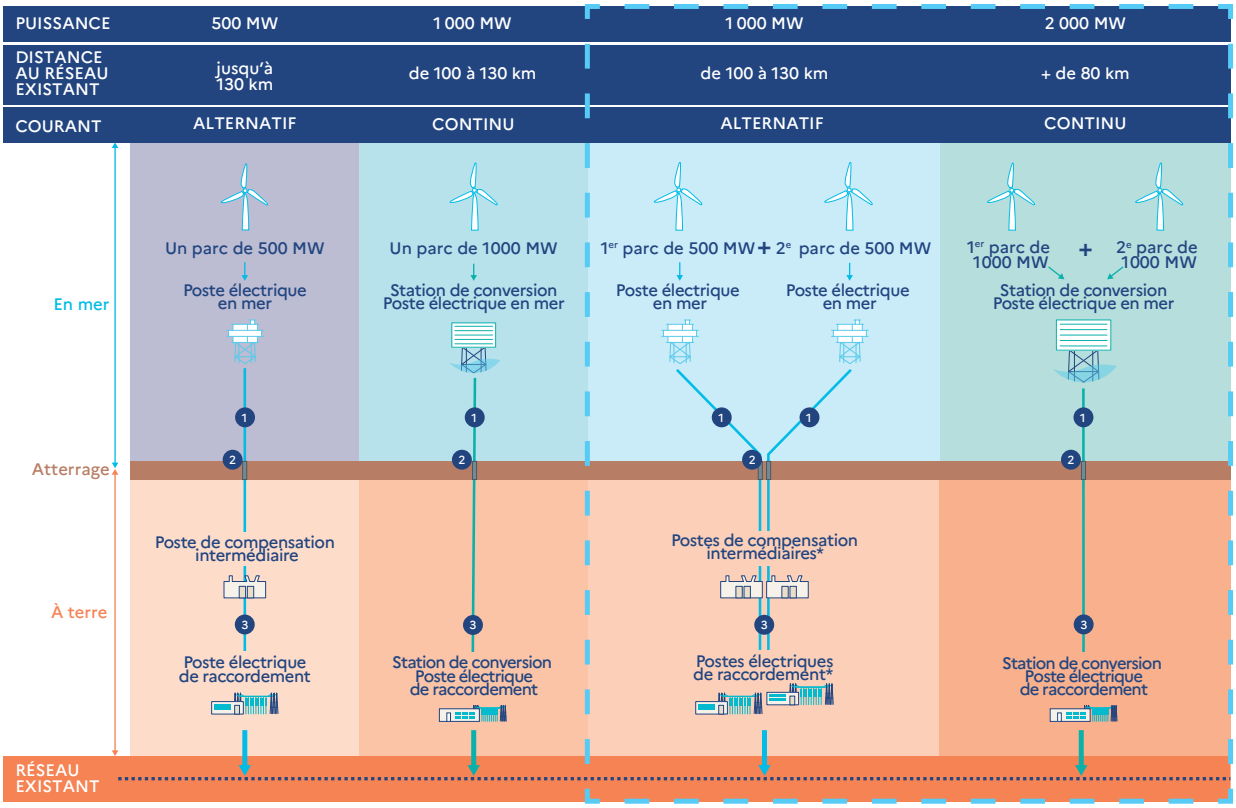
Un raccordement en courant continu est **également plus long à mettre en œuvre** qu'un raccordement en courant alternatif, de l'ordre de 1 à 2 ans de délai supplémentaire, du fait des délais de construction des stations de conversion en mer.

1. Les scénarios de raccordement pour le projet de parc(s) éoliens en mer proposé(s) au public

En intégrant les éléments techniques des solutions de raccordement disponibles *[voir encart courant alternatif-continu]*, ainsi que la localisation et les volumes de production proposés au public pour le projet de parc(s), **RTE propose 4 scénarios de raccordement à débattre :**

La technologie de raccordement électrique dépend de la puissance du parc éolien en mer et de sa distance au réseau existant.

Source : RTE, 2021



❶ Liaison sous-marine ❷ Jonction d'atterrage ❸ Liaison souterraine — Dans le cas où un deuxième parc serait envisagé à l'issue du débat public

* 1 ou 2 poste(s) en fonction du raccordement

Source : RTE, 2021

1.1 Pour un parc de 500 MW, la technologie de raccordement serait le courant alternatif.

Le poste électrique en mer serait relié par 2 câbles à un poste terrestre à créer au plus près du réseau 225 kV ou 400 kV existant selon les variantes (nord ou sud), moyennant l'ajout d'un poste de compensation terrestre selon les scénarios et les longueurs de raccordement associées.

Des études techniques menées par RTE permettent d'envisager une puissance à raccorder de 600 MW, avec un transit par câble de 300 MW. La distance maximale pour le raccordement serait de 130 km.

Le cas d'un raccordement de 500 à 600 MW dans la variante nord de la zone d'étude

Un raccordement direct au réseau 225 kV, sans compensation intermédiaire, est envisageable uniquement dans la variante nord de la zone d'étude. Il suppose, pour un volume de 500 à 600 MW, de connecter « au plus court » le poste de raccordement vers l'une ou l'autre des deux lignes 225 kV existantes.

Seule la zone en périphérie de l'agglomération de La Rochelle présente une telle opportunité, avec la présence de 2 lignes 225 kV contigües (Beaulieu-Sirmière / Beaulieu-Granzay et Beaulieu-Farradière / Beaulieu-Roumagnolle)[4]. Placer le poste de raccordement entre les deux lignes 225 kV permettrait d'accueillir un volume allant jusqu'à 600 W. Pour des volumes supérieurs, le raccordement devrait se faire sur le réseau 400 kV, plus éloigné du littoral.

Ce scénario de raccordement direct au réseau 225 kV permettrait d'éviter la construction d'un poste de compensation intermédiaire et de réduire les coûts du raccordement, avec également une distance de raccordement plus faible que pour les autres scénarios.

1.2 Pour un raccordement d'un parc de 1 GW, le raccordement optimal serait en courant alternatif.

Le raccordement devrait se faire au réseau 400 kV, seul à même d'accueillir ce volume mais plus éloigné des côtes, ce qui génère des surcoûts de longueur et des impacts supplémentaires.

Selon les optimisations possibles entre la puissance cible à transiter et le raccordement associé, le raccordement serait composé de 3 à 4 câbles, nécessiterait jusqu'à deux postes électriques en mer, un poste terrestre 400 kV à créer, ainsi que la création d'un à deux postes de compensation terrestres à situer entre le littoral et le poste de raccordement.

1.3 Un raccordement d'un parc de 1 GW pourrait néanmoins être envisagé en courant continu, à partir de 100 km de distance totale de raccordement.

Le seuil d'étude pour cette technologie se situe entre 100 et 130 km.

Un raccordement HDVC se composerait de 2 stations de conversion positionnées à chaque extrémité de la liaison de raccordement : l'une à terre et l'autre en mer. Côté mer, la station serait placée sur une plateforme, et côté terre, la station de conversion serait positionnée à proximité d'un poste existant ou à créer pour y être raccordée. Aucun poste de compensation intermédiaire n'est requis dans le cas du courant continu.

Le nombre de câbles serait moins élevé qu'avec un raccordement en courant alternatif à même puissance (1 liaison au lieu de deux). En revanche, la station de conversion est plus coûteuse qu'un poste en courant alternatif.

Selon les scénarios d'implantation du poste électrique de raccordement en mer et à terre, si la longueur du raccordement dépasse les 100 km, le surcoût lié aux stations de conversion peut être compensé par la réduction du nombre de câbles électriques, et l'absence de compensation.

En intégrant également les contraintes réglementaires (par exemple liées à la loi littoral) ou environnementales (générant des surcoûts) pouvant être liées à l'implantation de postes de compensation dans certains secteurs, la solution en courant continu pourrait devenir une alternative pertinente.

4 La variante sud ne présente pas de réseau 225 kV aussi proche du littoral.

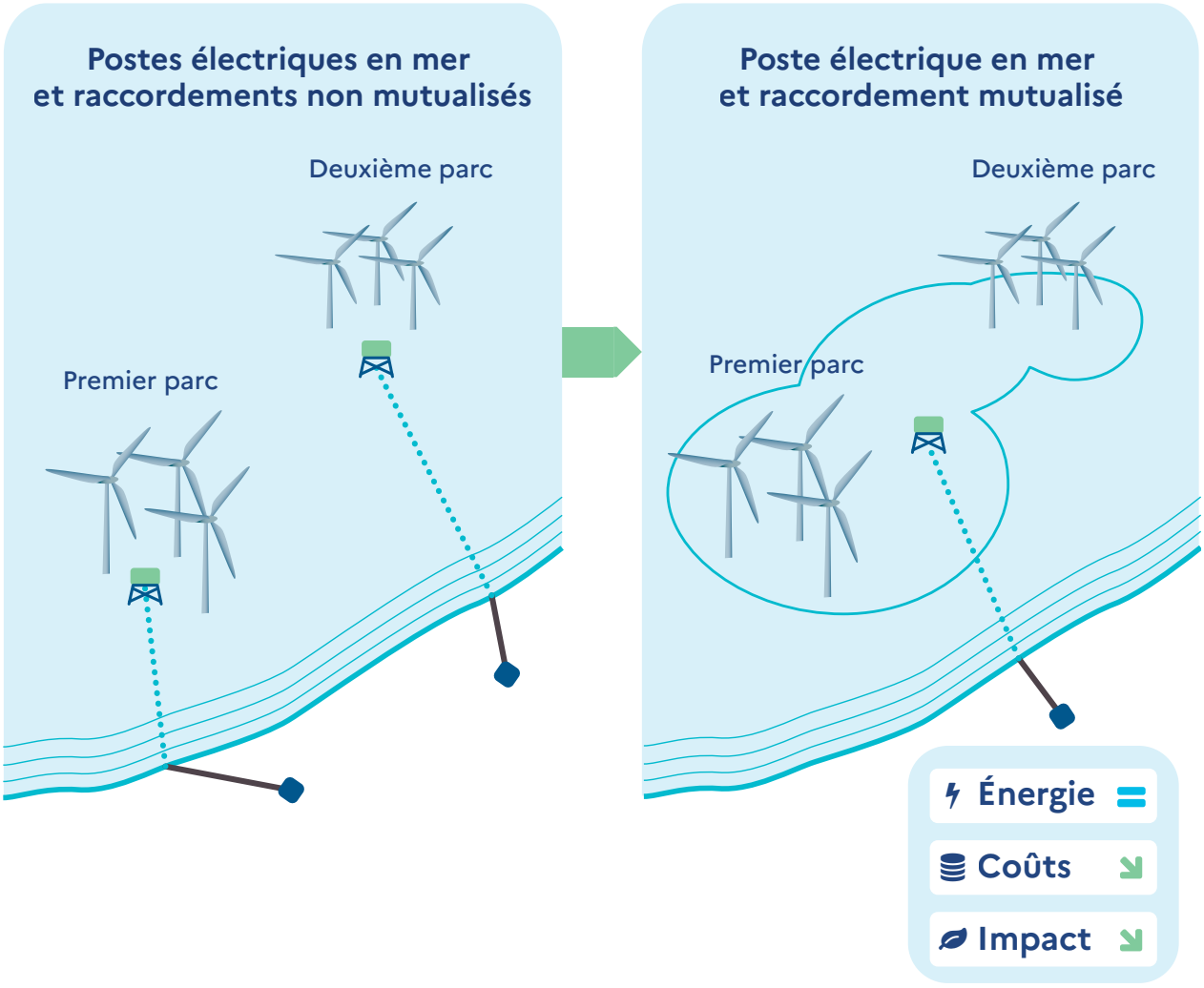
1.4 Pour un raccordement mutualisé de 2 GW, le raccordement serait réalisé en courant continu.

Le recours au courant continu pour une puissance de 2 GW et une longueur totale de raccordement supérieure à 80 km jusqu'au réseau 400 kV serait la solution de moindre impact, avec une seule liaison de raccordement et deux stations de conversion.

Pour permettre de mutualiser le raccordement de deux parcs d'1GW, le raccordement devrait être prévu dès le 1er parc pour la cible finale de 2 GW.

Le poste en mer de raccordement commun aux deux parcs devrait être situé à une distance de l'ordre de 5 à 10 km maximum des éoliennes de tête de chaque parc *[voir la partie 2.2.2 du DMO]*.

Illustration de la mutualisation du raccordement pour plusieurs parcs



Ministère de la Transition écologique, RTE. Réalisation : stratéact' 2021

1.5 Des compléments pendant et à l'issue du débat public

Pour tous les scénarios, l'avis des publics exprimé pendant le débat nourrira l'analyse comparative des solutions de raccordement.

En fonction des débats qui auront lieu sur la localisation et la puissance du ou des parcs à raccorder, RTE pourra préciser en cours de débats publics certains éléments, en particulier s'agissant des longueurs de raccordement associées aux scénarios débattus.

À l'issue du débat public, RTE publiera un document de perspective du réseau au vu des enjeux éolien en mer sur la façade Sud-Atlantique.

Ce document de mise en perspective s'attachera à tirer les conséquences du débat public quant aux scénarios de puissance et de localisation de l'éolien en mer et scénarios de raccordement associés, notamment en termes d'évaluation des impacts associés.

Il s'attachera également à éclairer la planification à venir de l'éolien en mer sur la façade, vu du réseau électrique national.

Liaison / tracé / câbles, de quoi parle-t-on ?

Par souci de simplicité, il est ici proposé de parler :

- de câble électrique pour chaque gaine regroupant un ou plusieurs circuits électriques (âmes tripolaires pour le courant alternatif, âmes unipolaires pouvant être regroupées pour le courant continu – voir page 14).
- de liaison électrique pour les câbles électriques regroupés, de façon privilégiée, suivant un même tracé en mer (en parallèle) ou dans une même tranchée en mer ou à terre.

Pour un raccordement 500 MW en courant alternatif (AC), la liaison de raccordement sera composée de 2 câbles tripolaires (voir page 14), suivant le même tracé en mer depuis le poste de raccordement en mer jusqu'à la jonction d'atterrage, pour se retrouver ensuite dans une tranchée unique à l'atterrage puis sur l'ensemble du tracé terrestre jusqu'au poste de raccordement terrestre.

Pour un raccordement 1 GW AC, chacune des 2 liaisons sera composée de 2 câbles tripolaires. En fonction des paramètres techniques et environnementaux et des contraintes à prendre en compte pour définir le tracé, ces câbles pourront être positionnés suivant un ou deux tracés en mer comme à terre.

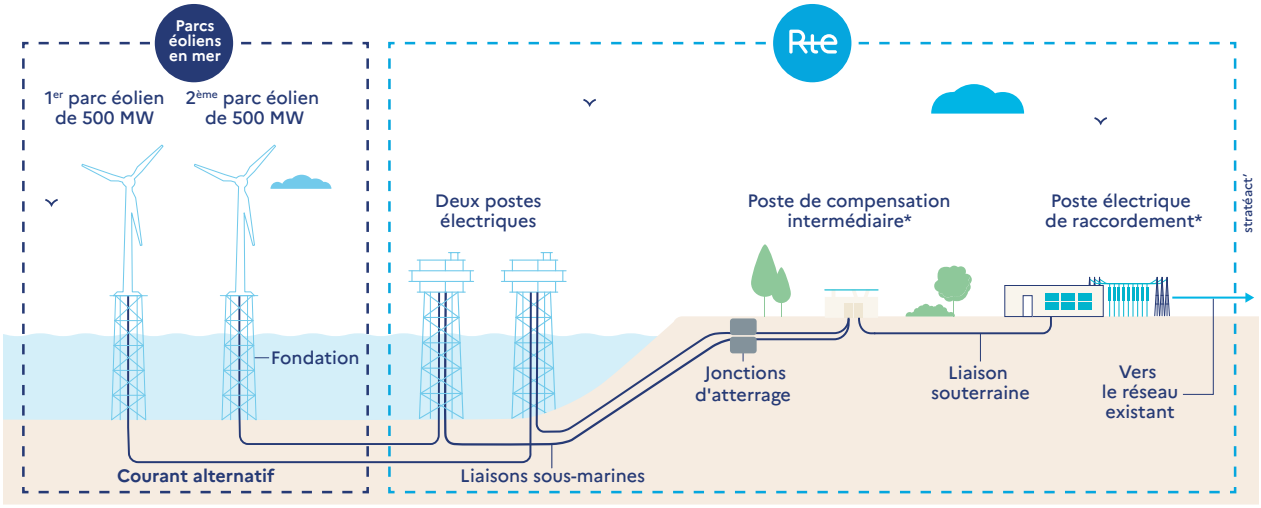
Pour un raccordement 1 GW en courant continu (HVDC), la liaison sera composée de 2 câbles unipolaires. En mer, ces câbles seront regroupés et installés suivant un même tracé. À terre, ils seront installés dans une tranchée unique.

Pour un raccordement 2 GW HVDC, la liaison sera composée de 3 câbles unipolaires, dont 1 câble dit de retour. En mer, ces câbles seront installés suivant un même tracé, regroupés ou non. À terre, ils sont installés dans une tranchée unique.

2. Un projet de la mer… à la terre : les ouvrages de raccordement

Le raccordement est constitué d'une partie sous-marine entre la plateforme en mer et la côte, d'un atterrage au littoral et d'une partie souterraine jusqu'au poste électrique de raccordement à créer. Selon les scénarios de puissance cible à raccordement et de distance, le raccordement se fera en courant alternatif ou courant continu.

Quelles seraient les grandes composantes du raccordement pour un projet éolien en mer de 1000 MW en courant alternatif ?



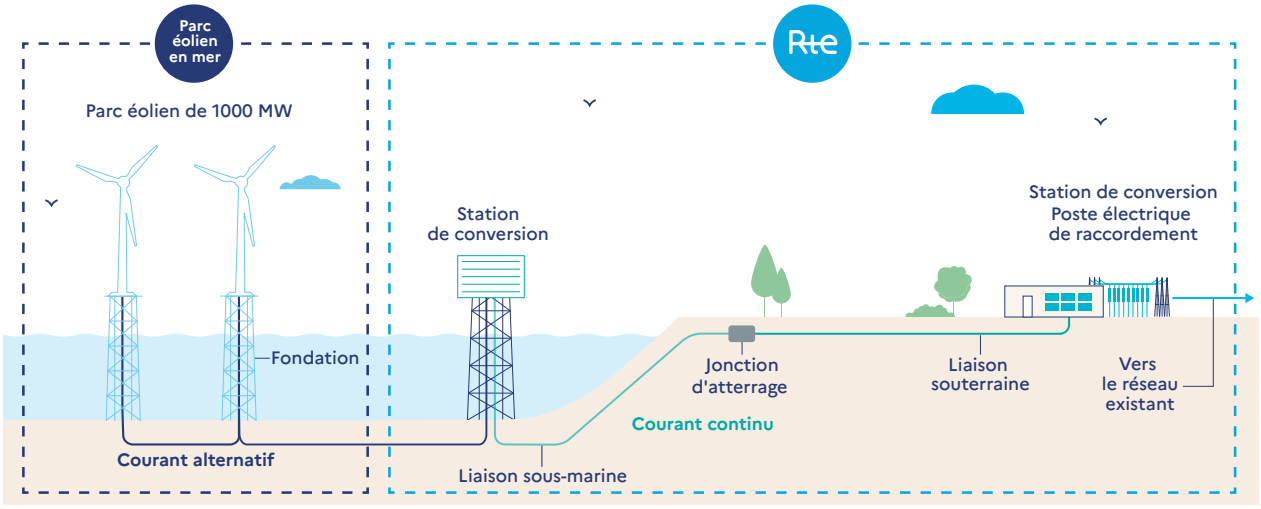
*1 ou 2 en fonction du raccordement

La technologie de raccordement électrique dépend de la puissance du parc éolien en mer et de sa distance au réseau existant.

Source : RTE, 2021

Raccordement en courant alternatif : un poste intermédiaire de compensation sera nécessaire pour le projet

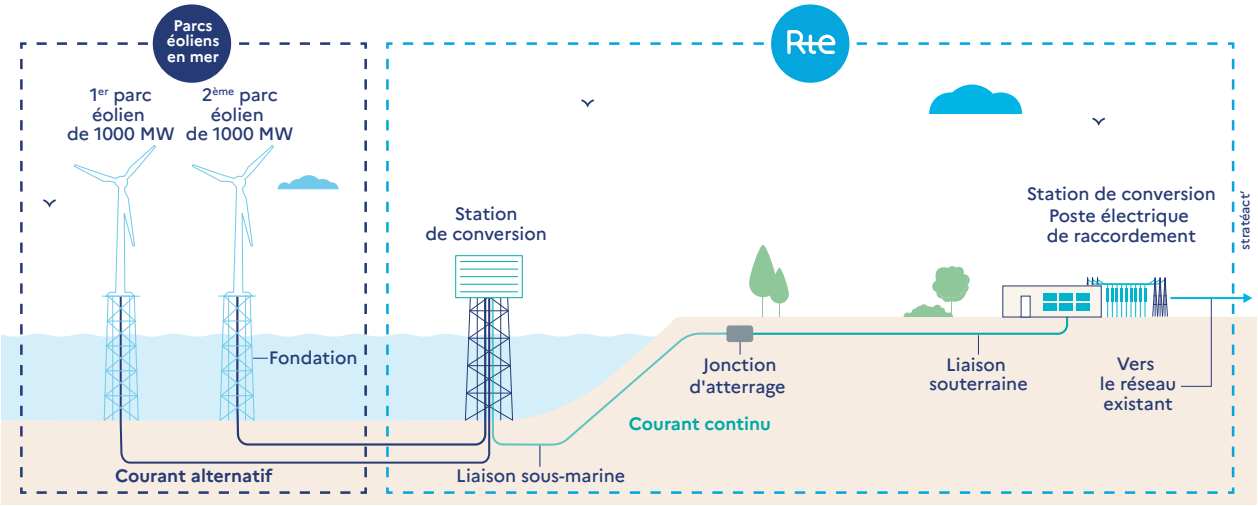
Quelles seraient les grandes composantes du raccordement pour un projet éolien en mer de 1000 MW en courant continu ?



La technologie de raccordement électrique dépend de la puissance du parc éolien en mer et de sa distance au réseau existant.

Source : RTE, 2021

Quelles seraient les grandes composantes du raccordement d'un projet éolien en mer de 2000 MW en courant continu ?



La technologie de raccordement électrique dépend de la puissance du parc éolien en mer et de sa distance au réseau existant.

Source : RTE, 2021

Raccordement en courant continu : des stations de conversion en mer et à terre remplacent les postes en mer et à terre

2.1 La plateforme en mer

Le poste, ou plateforme électrique en mer, est situé au sein du parc éolien, généralement derrière la 1re ligne d'éolienne la plus proche des côtes.

Un poste électrique en mer est généralement composé d'une plateforme de plusieurs étages[5] – le top side –, d'une sous structure pouvant être un treillis métallique – la jacket –, ou une base gravitaire en béton armé. Les structures de fondation dépendent de la nature des sols. Les éventuels ancrages de fondations nécessaires pour la jacket pourront être des pieux battus ou forés dans le sol, ou des caissons à succion.

©RTE / Ham & Juice

Représentation d'une plateforme électrique de raccordement en mer, pour un parc de 500 MW.

5 De 3 jusqu'à 7 étages pour les stations de conversion.

Dans le cas d'un raccordement en courant alternatif, le poste électrique en mer permet de stabiliser et d'élever la tension de l'énergie produite par les éoliennes (généralement 66 kV vers 225 kV), de réduire les pertes électriques potentielles et de réduire le nombre de câbles nécessaires pour transmettre l'électricité au réseau public de transport d'électricité.

Avec plus de 50 réalisations en Europe depuis 2002, la technologie du poste en mer est bien maîtrisée.

Ses dimensions approximatives, pour une puissance de 500 à 600 MW, sont de l'ordre de 55 m sur 40 m pour une hauteur totale de 55 m (top side de 30 m posé sur une structure d'une hauteur émergée de 25 m), pour une surface occupée de 0,2 ha.

Dans le cas d'un raccordement en courant continu, le poste électrique en mer assure les mêmes fonctions que précédemment. En complément, il convertit le courant alternatif en courant continu. La station de conversion en mer est plus imposante qu'un poste électrique en courant alternatif. Le poids de la station de conversion en mer au moins deux fois plus élevé qu'en courant alternatif.

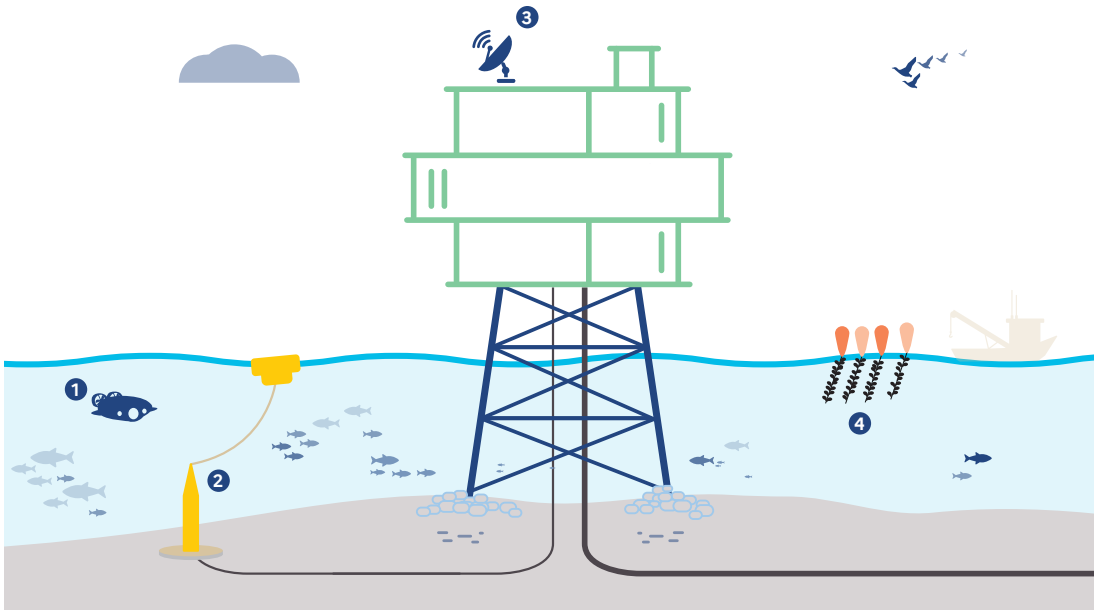
Ses dimensions approximatives, pour une puissance d'1 GW sont de l'ordre de 80 m sur 50 m pour une hauteur de 55 m (30 m pour le top side posé sur une structure de hauteur émergée de 25 m), pour une surface occupée d'environ 0,3 ha.

Pour une puissance de 2 GW, ses dimensions approximatives sont de l'ordre de 115 m sur 85 m pour une hauteur totale de 80 m (55 m pour le top side posé sur une structure de hauteur émergée de 25 m), et une surface occupée inférieure à 1 ha.

Des futures « plateformes multi-usages » ?

Un poste électrique en mer peut être une opportunité pour déployer de nouveaux services en mer, utiles à la collectivité ou aux usagers. Lors du débat public, comme pour chaque projet de raccordement d'éolien en mer, RTE souhaite engager la réflexion avec les parties prenantes sur les différents usages de ses installations afin de leur apporter une valeur ajoutée.

Les utilisations éventuelles du poste électrique en mer



1 Instruments d'observation du milieu marin
2 Projet houlomoteur
3 Développement des télécommunications
4 Élevage marin

Ministère de la Transition écologique, RTE. Réalisation : stratéact' 2021

Les plateformes en mer peuvent devenir ainsi « multi-usages » et accueillir sous certaines conditions des services divers tels que :

- des stations scientifiques pour des études environnementales,
- des tests en condition réelle de nouvelles technologies ou de dispositifs de valorisation de la ressource marine,
- des innovations liées à l'éco conception ou au génie écologique,
- des services de télécommunications, de surveillance et de sécurité maritime,
- ou encore nourrir des projets pédagogiques ou touristiques autour du milieu marin ou de la transition énergétique.

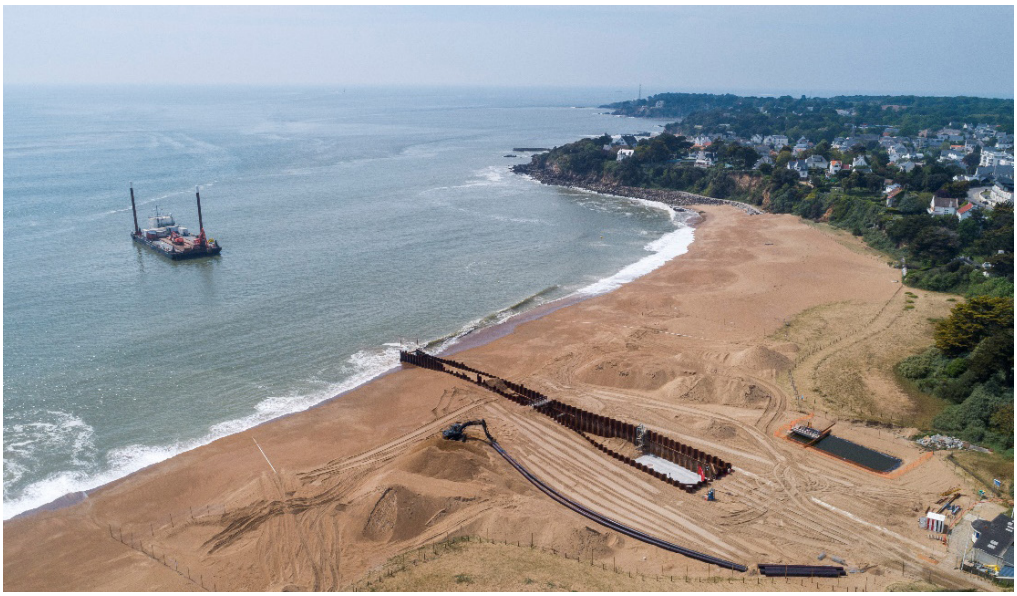
RTE a mené pour la première fois cette démarche avec succès, en lien avec le territoire concerné, pour le projet au large de Dunkerque, et est à l'écoute du public pour étudier tout projet susceptible de donner une valeur ajoutée au poste en mer.

Il est essentiel que les projets ou les besoins « multi-usages » soient exprimés dès la phase du débat public afin que RTE puisse en étudier la faisabilité et les inclure dans ses études dès le lancement du projet[6].

2.2 La liaison sous-marine

Les liaisons sous-marines permettent de relier le poste en mer à l'atterrage. Suivant la nature des fonds, et afin d'assurer la sécurité de l'ouvrage, elles seront préférentiellement ensouillées dans le sédiment marin, c'est à dire posées dans une tranchée créée dans le sol à l'aide d'outils adaptés à la nature des fonds.

Les moyens maritimes de pose utilisés dépendent de la longueur de câble à poser, de la nature et de la profondeur des fonds marins. Les câbles de la liaison sous-marine peuvent être installés par un navire câblier ou une barge, qui déroule et dépose le câble sur les fonds marins.



©Rte.

Pose de la liaison sous-marine de raccordement à l'atterrage, plage de la Courance, projet de parc éolien en mer de Saint-Nazaire

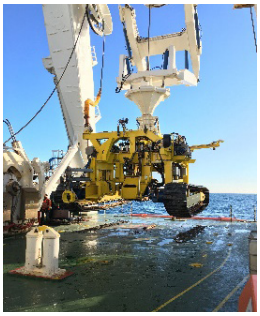
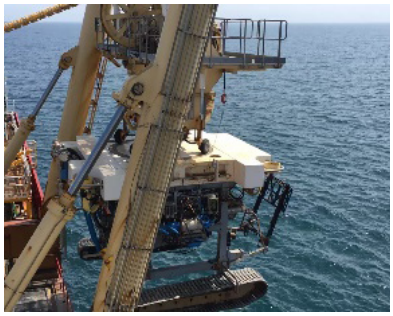
2.2.1 La protection des câbles en mer

L'ensouillage est la méthode privilégiée de protection des câbles en mer, en fonction de la nature des fonds marins. Elle peut être réalisée par différents types d'engins selon la nature des fonds :

- Dans les matériaux meubles, le câble peut être ensouillé au moyen d'une charrue tractée à partir du navire câblier ou d'un autre navire ; la charrue type ouvre un sillon de 0,5 m de large où le câble est déposé et le sillon se referme par gravité ou nivellement par la charrue, quasi simultanément.
- Dans les matériaux sableux, le câble peut être ensouillé au moyen d'une charrue à injection d'eau (jetting), qui injecte de l'eau à haute pression pour assouplir la couche sédimentaire et permettre l'ensouillage naturel du câble par gravité, la couche de sédiments se redéposant et se recompactant naturellement ensuite.

6 Soit lors du dialogue concurrentiel et l'élaboration du cahier des charges soumis au dialogue concurrentiel mené par l'État [voir fiche 18 – Quelles étapes après le débat public ?].

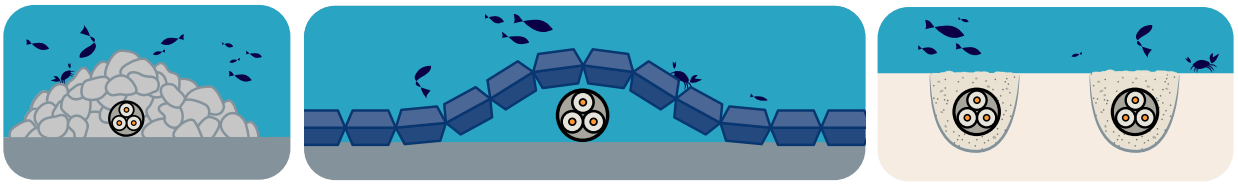
- Dans les matériaux plus durs, une trancheuse mécanique peut être utilisée. Il s'agit d'un engin autotracté à chenilles (tracteur à chenilles), équipé d'une roue trancheuse pour des fonds durs ou une chaîne à pic ou à godet pour des fonds sédimentaires compacts.

Exemple de trancheuse, charrue et jetting

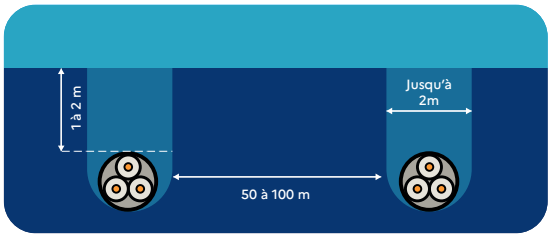
- En cas de difficultés d'ensouillage ou d'un besoin de protection complémentaire, une solution de protection externe peut être envisagée, par matelas béton, par enrochement, mise en place de coquilles en fonte autour du câble…

Les différents types de pose des câbles en fonction des caractéristiques des fonds marins



Source : RTE, 2021

En mer, la pose des câbles doit s'opérer dans des tranchées distinctes pour éviter l'échauffement mutuel des câbles, et ainsi maximiser la capacité de transport par câble. La distance entre les tranchées peut aussi être en fonction de la hauteur de tirant d'eau pour les éventuels besoins de réparation.



2.2.1.1 Dans le cas d'un raccordement en courant alternatif

Chaque liaison sous-marine en 225 kV est composée d'un câble tripolaire (assemblant 3 câbles unipolaires), d'un diamètre de l'ordre de 25 à 27 cm et pesant environ 80 à 130 kg au mètre linéaire. Chaque câble intègre un à deux câbles de télécommunications à fibres optiques sous son armure.

La capacité de transport de chaque câble est d'environ 250 à 300 MW, et dépend de nombreux paramètres tels que la distance à parcourir, l'environnement thermique, le type de conducteur et d'armure, la tension d'exploitation, etc.

2.2.1.2 Dans le cas d'un raccordement en courant continu

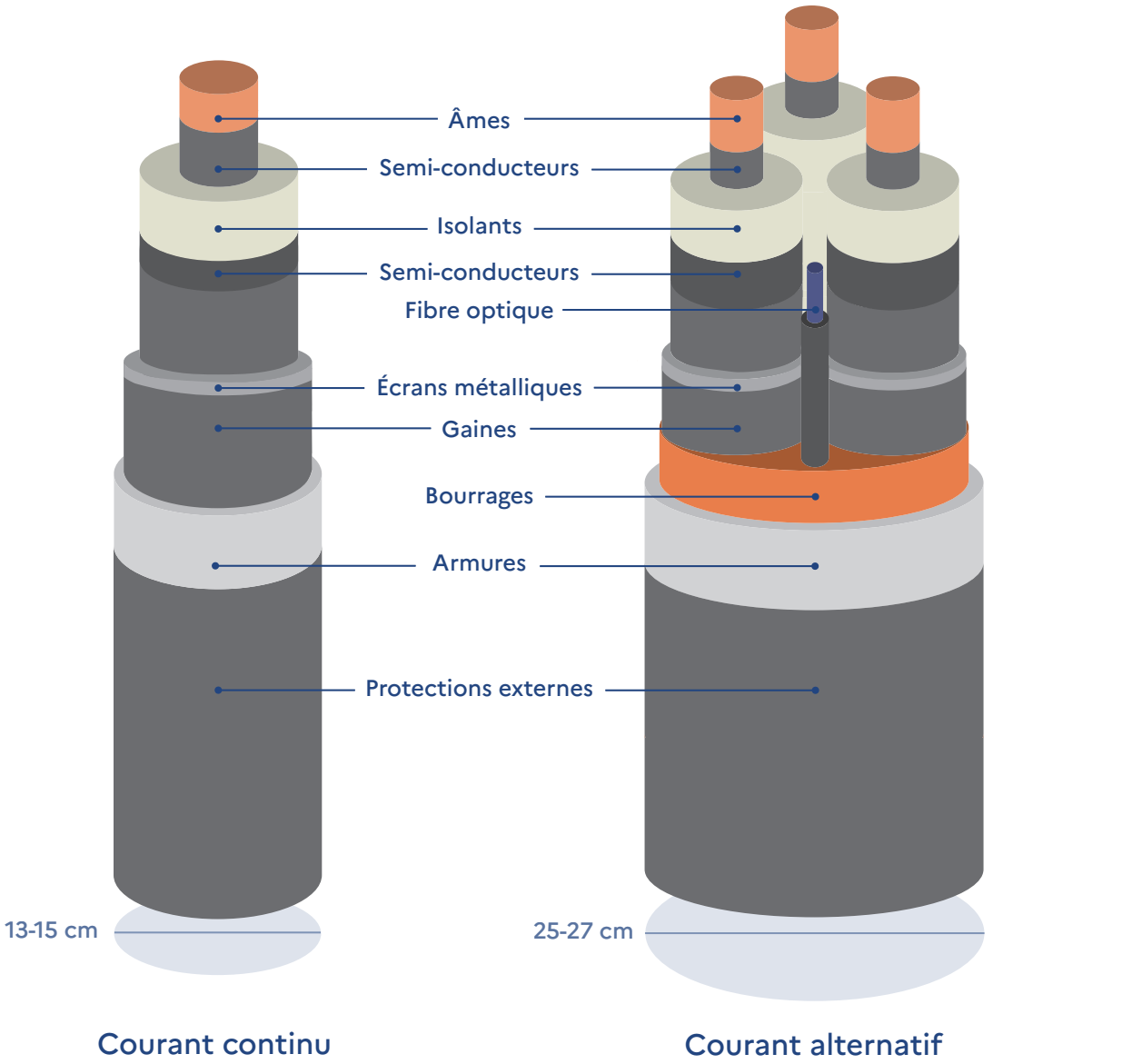
Les câbles sont unipolaires, et peuvent être regroupés suivant les tensions à considérer.

Pour 1 GW, la liaison est composée de 2 câbles unipolaires, d'un diamètre de l'ordre de 15 cm.

Pour 2 GW, la liaison est composée de 3 câbles unipolaires, dont l'un sert de câble dit de retour.

Le schéma ci-dessous détaille les caractéristiques techniques de chacun des câbles sous-marins. Pour chaque liaison de raccordement, **un câble à fibres optiques** est prévu pour répondre aux besoins de gestion du parc de production, ou assurer le pilotage et la surveillance du raccordement.

Schéma de principe de la constitution d'un câble de raccordement



Ministère de la Transition écologique, RTE. Réalisation : stratéact' 2021

Source : RTE, 2021

2.2.2 L'atterrage

L'atterrage désigne le lieu de la côte où les câbles sous-marins sont connectés aux câbles souterrains. Les technologies de câbles étant différentes, et pour permettre d'assurer la continuité électrique de la liaison, les câbles marins et terrestres sont connectés au sein d'une chambre de jonction située au plus près de l'estran.

Les chambres d'atterrage (une par câble) sont maçonnées et enterrées de dimensions approximatives de 16 m x 3 m, enterrés à 2 m de profondeur en fond de fouille environ. Après raccordement des câbles, les chambres sont recouvertes par des dalles en béton armé puis remblayées. Elles sont donc invisibles après travaux.

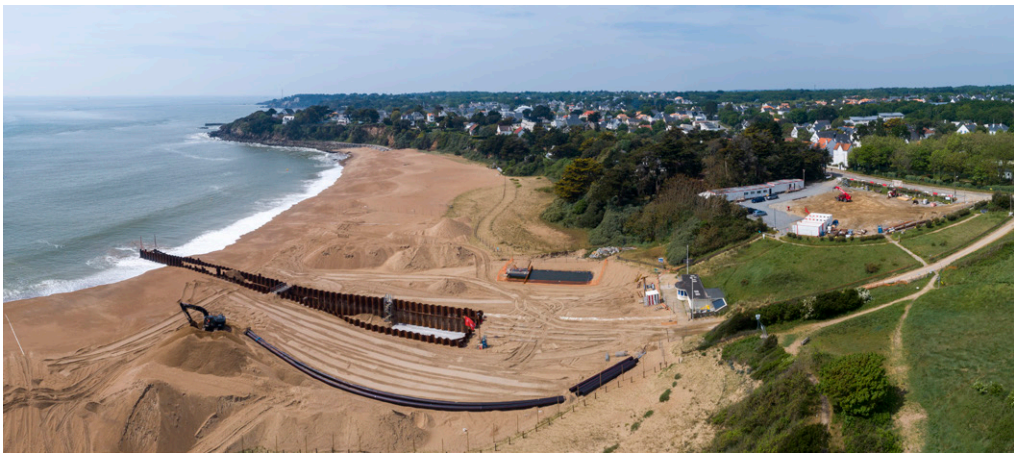
L'atterrage est souvent un point limitant de la liaison sous-marine en termes de capacité de transport, du fait d'un environnement thermique plus défavorable qu'en mer (la température du milieu ambiant et la résistivité thermique du sol y sont plus élevées).

Ainsi, pour maximiser les capacités de transport, il est essentiel que le site d'atterrage envisagé réunisse les conditions suivantes :

- Permettre un espacement adapté entre les câbles et les chambres d'atterrage afin d'éviter les échauffements mutuels (de l'ordre d'une dizaine de mètres entre chaque câble) ;
- Un sol favorable à l'évacuation de la chaleur (faible résistivité thermique).

Deux modes de pose sont possibles pour les liaisons à l'atterrage, selon les configurations :

- Via une tranchée dans laquelle sont déposés les câbles (voir illustration *infra*, Saint-Nazaire) ;
- Via un forage dirigé pour passer en dessous d'un obstacle, comme les dunes littorales *(voir illustration page 16).*



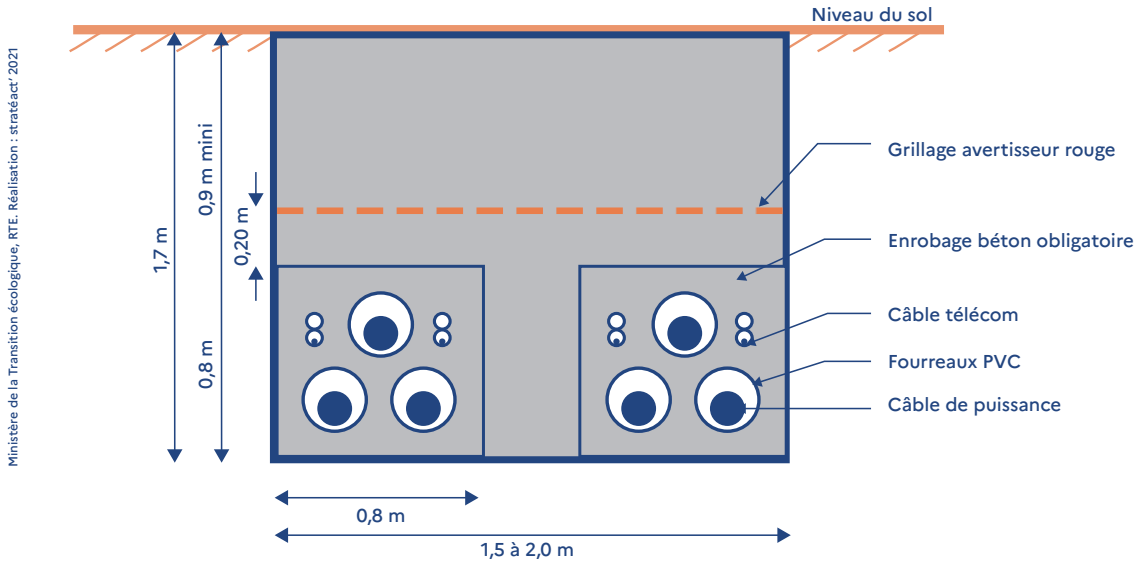
©Rte.

Travaux d'atterrage en tranchée pour le projet de raccordement au large de Saint-Nazaire

2.3 La liaison souterraine

La construction de la liaison souterraine consiste à disposer les câbles électriques dans des fourreaux de protection eux-mêmes posés au fond d'une tranchée.

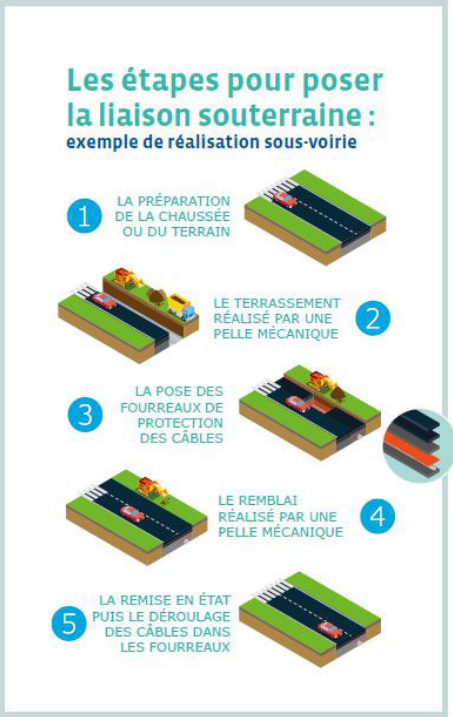
Coupe-type d'un bloc fourreau en PVC



Source : RTE

En fonction du tracé, les câbles sont posés en plein champ ou sous la voirie et les accotements.

- En plein champ, les fourreaux sont posés au fond d'une tranchée. La terre de remblai est ensuite remise en place.
- Sous les voiries ou les accotements, les fourreaux sont enrobés dans du béton coulé dans la tranchée.
- Pour éviter l'échauffement mutuel, les liaisons doivent être implantées avec un espacement de plusieurs mètres entre les câbles.
- En cas de pose « en plein champ », un seul tracé peut permettre de poser l'ensemble des liaisons tout en respectant les distances requises entre les câbles.
- En cas de pose « sous voirie », compte tenu des distances requises entre les câbles, 2 tracés peuvent être nécessaires selon la largeur de voirie disponible.

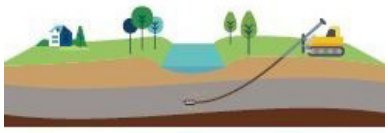


Des solutions opératoires pour préserver l'environnement

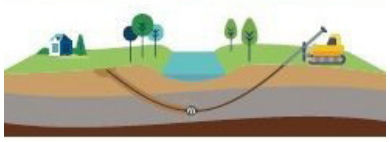
Pour franchir certains obstacles naturels, RTE utilise un procédé qui consiste à implanter la liaison électrique sans réaliser de tranchée : le forage dirigé

En passant sous l'obstacle, avec une machine de forage, cette solution permet de limiter les impacts potentiels sur l'environnement, les habitats naturels, ou la gêne à la circulation. Cette solution peut être retenue pour éviter d'impacter des cours d'eaux ou, à l'atterrage, pour éviter de traverser un milieu dunaire sensible.

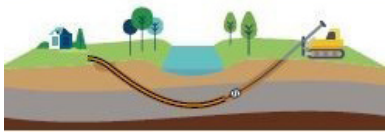
Exemple : forage dirigé terrestre en 3 étapes



ÉTAPE 1 :
Réalisation d'un trou pilote



ÉTAPE 2 :
Alésage du forage



ÉTAPE 3 :
Mise en place des fourreaux.

2.4 Poste de compensation intermédiaire

Pour un raccordement en courant alternatif, un poste intermédiaire de compensation électrique sera nécessaire pour ce projet, compte tenu de la longueur totale de raccordement en mer et à terre.

Le positionnement géographique de ce poste intermédiaire est directement lié à la longueur totale du raccordement (sous-marin et souterrain). Compte tenu de la zone d'étude en mer proposée pour l'implantation des futurs parcs d'éoliennes, et donc de la position du poste électrique en mer, le poste intermédiaire de compensation électrique devra être implanté à terre à une distance relativement proche de l'atterrage, à peu près au milieu de l'ensemble de la liaison de raccordement.

Selon les besoins de compensation électrique, qui dépendent également de la longueur totale du raccordement, l'emprise foncière du poste de compensation intermédiaire variera de 2 à 5 ha selon les scénarios de raccordement et la technologie utilisée.

Ce poste devra être situé en zone non inondable et non submersible et tenir compte des dispositions liées à la loi littoral.

©RTE

Projet de poste de compensation terrestre.

2.5 Poste de raccordement et station de conversion

2.5.1 Le poste terrestre de raccordement

Afin d'accueillir sur le réseau existant l'énergie produite par l'éolien en mer, un nouveau poste électrique de raccordement est nécessaire.

L'extension d'un poste existant, si un terrain est disponible en proximité immédiate et compatible avec les enjeux environnementaux, est généralement privilégiée ; à défaut, RTE étudie la création d'un nouveau poste, au plus proche des lignes à 225 000 ou 400 000 volts existantes, en fonction des scénarios.

En fonction des scénarios de raccordement, ce poste de raccordement au réseau électrique pourrait nécessiter une emprise foncière de l'ordre de 5 à 10 ha, aménagements paysagers compris.

Exemple du poste électrique 400 000 volts de Granzay (79)

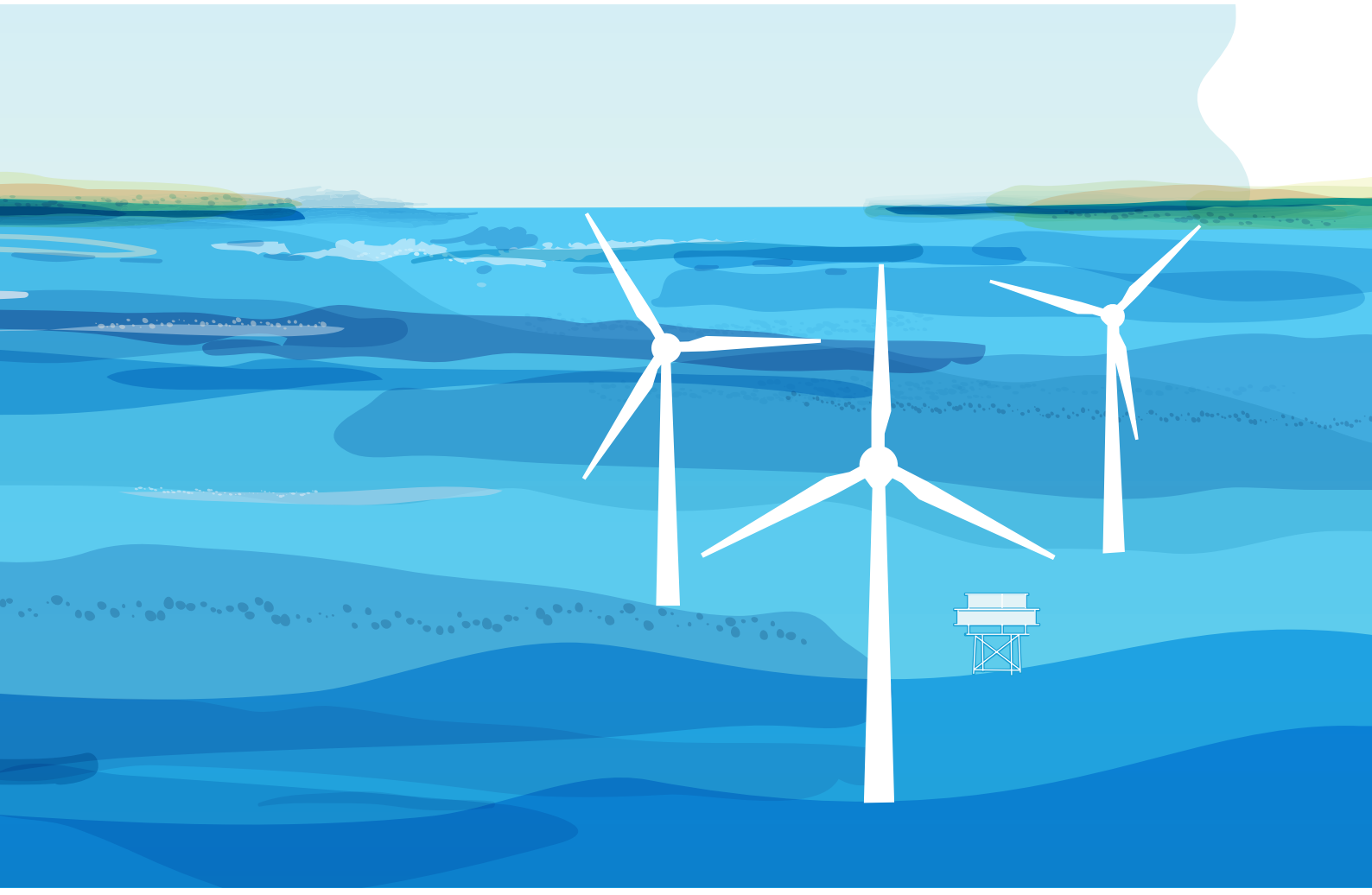
©RTE

Exemple du poste électrique 400 000 volts de Préguillac (17)

2.5.2 La station de conversion terrestre

La station de conversion terrestre se présente sous la forme d'un bâtiment dont la hauteur dépend du niveau de tension et requiert environ 5 ha de terrain. Elle se place au plus près du réseau 400 kV existant, pour se raccorder elle-même à un poste électrique 400 kV existant.

Exemple de station de conversion IFA2 (interconnexion France-Angleterre) au poste de Tourbe, à Bellengreville (14)

Notes

Notes