



# FICHE 32 Comment raccorder les parcs d'éoliennes en mer ? – MED

## Messages clés:

- Dans l'objectif d'opérer un déploiement rapide des infrastructures de transport d'électricité pour l'éolien en mer, RTE mène une démarche de standardisation, de massification et de simplification de ses projets. Dans ce cadre, et au regard des premiers éléments de caractérisation des futures zones de développement de l'éolien en mer, le courant continu, qui engendre moins de pertes énergétiques dès lors que la distance et la puissance raccordées sont significatives, devrait être préféré au courant alternatif sur l'ensemble des raccordements.
- Différents ouvrages (postes électriques, liaisons électriques, stations de conversion) permettent de transporter l'électricité des éoliennes vers le réseau national d'électricité. Ces solutions techniques existent et sont matures, à l'exception des postes électriques en mer flottants (envisagés à l'horizon 2040), qui permettraient d'implanter des parcs éoliens en mer encore plus loin des côtes.
- RTE privilégie dans un premier temps des raccordements vers des zones où des besoins de consommation se développent et/ou des renforcements sont prévus. Ceci permettra de garantir une consommation locale et une évacuation de la production offshore dès la mise à disposition du raccordement.

Responsable du réseau public de transport d'électricité en France, RTE est chargé de raccorder les futurs parcs éoliens en mer au réseau électrique. Depuis la loi du 30 décembre 2017, RTE est également en charge de la construction, du financement, de l'exploitation et de la maintenance du poste électrique en mer. En lien avec l'État puis le(s) lauréat(s) producteur(s), RTE conduit une démarche d'évaluation environnementale pour concevoir et réaliser le raccordement tant dans sa partie maritime que terrestre.

## 1. Le courant alternatif et le courant continu

### Qu'est-ce qu'un raccordement à courant alternatif ?

- Dans une liaison électrique à courant alternatif, 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 divers moyens (centrales nucléaires, hydrauliques, thermiques, éoliennes, panneaux photovoltaïques), 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 modifiées tout en conservant la puissance transmise grâce à des transformateurs placés dans les postes électriques. Cela permet d'adapter la tension aux besoins liés au transport ou à la consommation d'électricité.
- Pour les projets d'éolien en mer de moyenne puissance (inférieure à 1 GW) et proches des côtes, cette solution requiert d'élever la tension du courant produit par les parcs éoliens (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 250 à 300 MW par câble).

- Selon la distance et la puissance à raccorder, des équipements intermédiaires de raccordement peuvent se révéler nécessaires : en effet, plus la distance à parcourir est longue, plus l'énergie qui transite dans les câbles produit de l'énergie réactive, qui s'ajoute à l'énergie utile (ou active) pour un même volume de production transporté, et vient limiter la circulation du courant actif. Pour conserver un transit optimal de l'électricité, il faut prévoir des moyens permettant de réduire cette énergie réactive, tels que les postes terrestres intermédiaires entre le poste en mer et le poste de raccordement final au réseau terrestre. L'ensemble des parcs éoliens en mer lancés par l'État depuis 2009 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 supérieures à 60 km.

#### Qu'est-ce qu'un raccordement à courant continu ?

- Dans une liaison électrique à courant continu, les électrons circulent continuellement dans les câbles dans la même direction. Ils ne génèrent pas d'énergie réactive et il n'est donc pas nécessaire d'installer des moyens de compensation dans des postes électriques. Cette propriété est particulièrement intéressante pour le transport d'électricité de très forte puissance sur de longues distances par des câbles souterrains et/ou sous-marins.
- Le raccordement de parcs éoliens en courant continu se généralise avec l'augmentation de la puissance électrique des parcs et leur éloignement. Dans ce cas, le courant alternatif produit par les éoliennes est transformé en courant continu au moyen d'une station de conversion en mer, acheminé par une liaison sous-marine puis souterraine à courant continu puis retransformé en courant alternatif à terre, dans une autre station de conversion, pour pouvoir être injecté dans le réseau de transport 400 kV lui-même en courant alternatif.

#### Dans quels cas choisit-on le courant continu ?

Le choix du courant continu dépend à la fois de la longueur du raccordement et de la puissance à transiter. Le courant continu est typiquement choisi lorsque les deux conditions suivantes sont réunies :

- Lorsque la distance totale de raccordement (en mer et sur terre) est supérieure à 80 à 100 km.
- Lorsque le projet a une puissance supérieure à 1 GW.

Au regard des premiers éléments de caractérisation des futures zones de développement de l'éolien en mer, la technologie courant continu devrait être généralisée sur l'ensemble des raccordements.

#### Les ouvrages de raccordement d'un parc éolien au réseau électrique

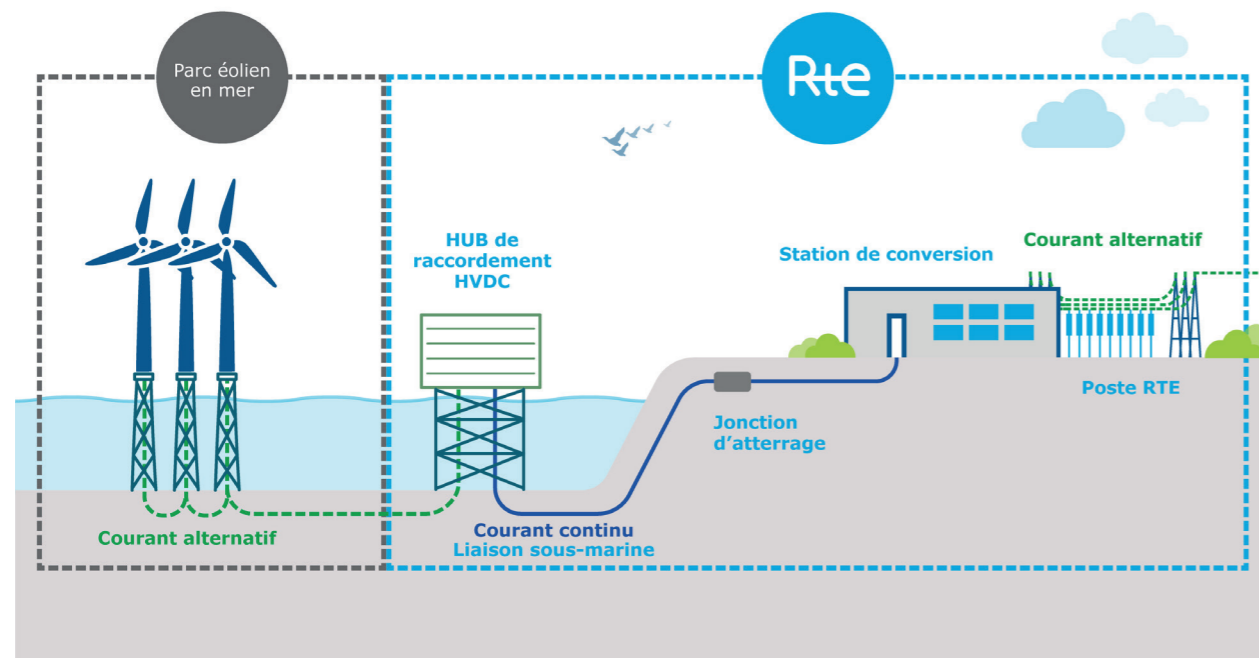


Schéma de principe d'un raccordement en courant continu.

Un raccordement en courant continu se compose :

#### En mer :

- d'un poste en mer équipé d'un poste électrique relié aux grappes d'éoliennes et d'une station de conversion qui convertit le courant alternatif issu des éoliennes en courant continu,
- d'une liaison sous-marine en courant continu reliant la station de conversion en mer à la jonction d'atterrage.

**À l'atterrage :** d'une jonction d'atterrage qui assure la transition entre la liaison sous-marine et la liaison souterraine.

#### À terre :

- d'une liaison souterraine en courant continu reliant la jonction d'atterrage à la station de conversion terrestre,
- d'une station de conversion qui convertit le courant continu en courant alternatif,
- de liaisons en courant alternatif reliant la station de conversion au poste 400 kV,
- d'un poste de raccordement au réseau 400 kV permettant d'injecter l'énergie produite sur le réseau de transport d'électricité. Ce poste peut être attenante à la station de conversion.

#### La standardisation des raccordements, un enjeu majeur :

Afin d'être en capacité de réaliser les raccordements dans les délais nécessaires à la réussite du déploiement de l'éolien en mer, RTE s'est engagé dans une démarche de standardisation, de massification et de simplification des projets.

Le marché mondial de l'éolien en mer devrait être multiplié par 4 entre 2020 et 2035. Une course de vitesse a donc été engagée par les États et induit déjà de très fortes tensions sur l'ensemble de la chaîne de valeur (matières premières, étapes intermédiaires, construction, transport, installation...), menant à une concurrence croissante entre les donneurs d'ordre (producteurs éoliens comme gestionnaires de réseau), y compris en Europe, pour sécuriser leurs programmes industriels respectifs et obtenir les meilleurs prix.

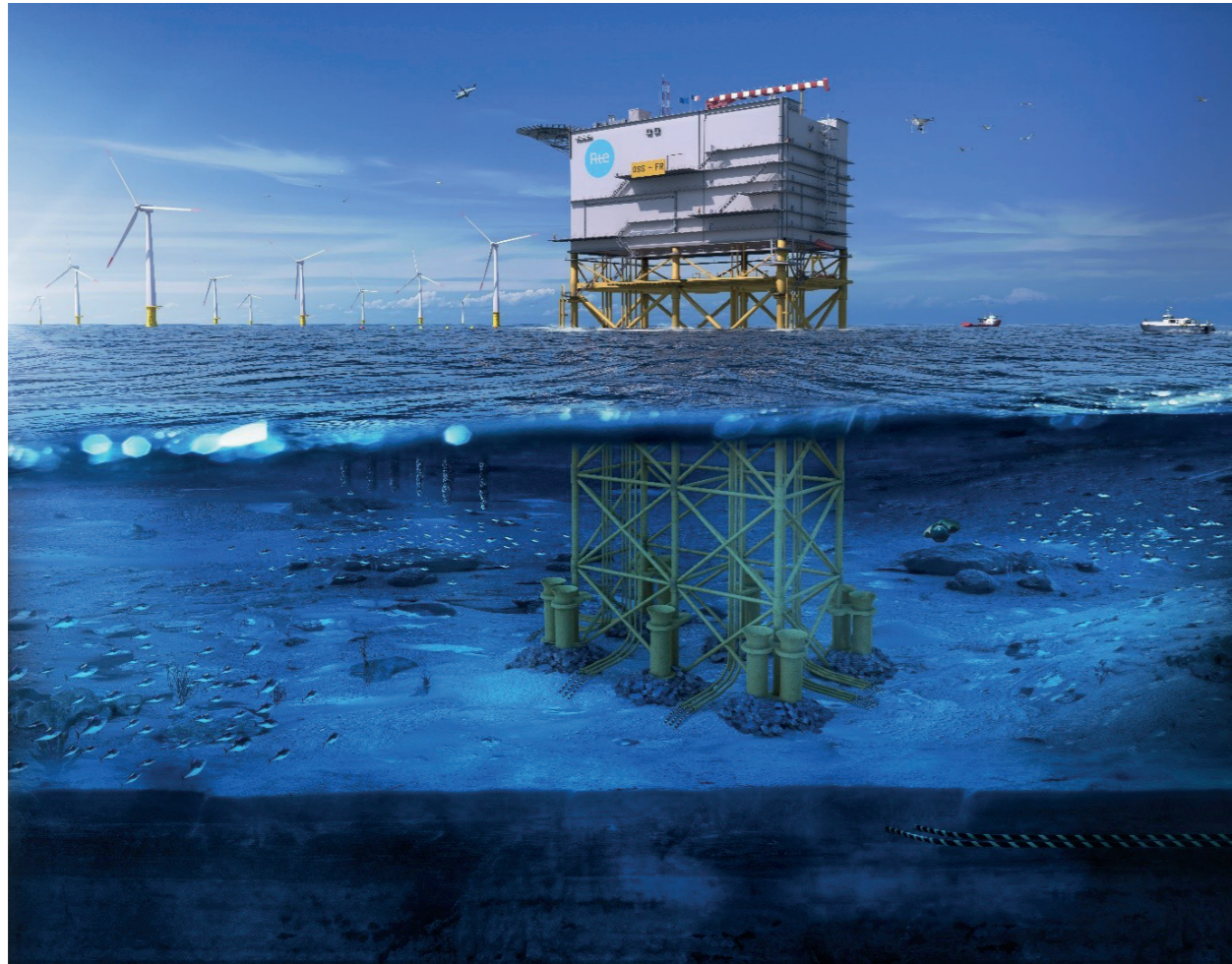
C'est pourquoi RTE a retenu deux standards techniques en courant continu :

- Un palier technique en 320 kV pour environ 1 GW,
- Un second palier technique en 525 kV pour environ 2 GW.

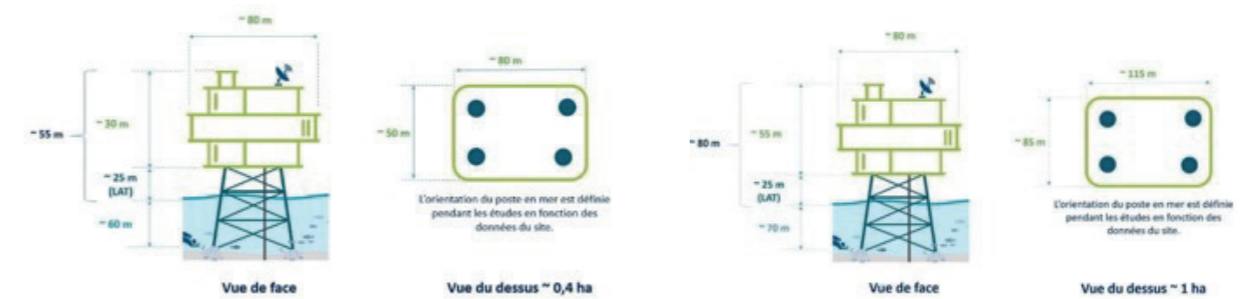
Ces standards sont similaires à ceux qui sont majoritairement retenus en Europe. L'État souhaite que ces standards soient utilisés pour les projets issus du débat public en cours.

## 2. Descriptions des ouvrages

**Le poste électrique en mer:** Le poste électrique situé sur une plateforme en mer permet d'élever la tension de l'énergie produite par les éoliennes et, le cas échéant, de réaliser la conversion du courant alternatif en courant continu. Il permet de réduire le nombre de câbles nécessaires pour l'acheminement de fortes puissances électriques sur de longues distances jusqu'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. En outre, une dizaine de postes en mer contenant des stations de conversion a été installée en Europe du Nord et une trentaine est commandée.



**Le poste électrique en mer posé:** Le poste électrique en mer est généralement installé sur une plateforme composée d'une sous-structure de type treillis métallique (appelé Jacket) et de fondations de type pieux. Les structures de fondation du poste en mer dépendent de la nature des sols et de la profondeur d'eau. Les éventuels ancrages de fondations pourront être des pieux battus ou forés dans le sol ou encore des caissons à suction.



**En 320 kV HVDC (environ 1 GW): dimensions de la partie supérieure (« Top Side »):**  
80 x 50 x 55 m pour 10 000 à 12 000 tonnes

**En 525 kV HVDC (environ 2 GW): dimensions de la partie supérieure (« Top Side »):**  
115 m x 85 m x 80 m pour 20 000 à 25 000 tonnes

Le poste en mer posé est assemblé à terre et transporté séparément de sa fondation. L'installation de la fondation se fait selon le même procédé que pour une éolienne avec des fondations similaires. Le poste est ensuite posé et fixé sur sa fondation grâce à un bateau spécialisé. Ces deux opérations demandent de fortes capacités de levage en mer.

**Le poste électrique en mer flottant:** Aujourd'hui, il n'existe pas de système de câbles d'export et de plateformes en mer flottants de grande puissance. Il est néanmoins possible d'installer des postes en mer électriques posés jusqu'à une centaine de mètres de profondeur pour collecter l'énergie produite par des parcs flottants. Cette limite est davantage une limite économique que technique, les coûts augmentant fortement à une profondeur plus importante. En effet, on sait dans le domaine pétrolier (oil & gaz) construire des plateformes à plus grande profondeur. Toutefois, la structure métallique portant la plate-forme est d'autant plus coûteuse que les profondeurs sont grandes. De plus, les moyens d'installations (navires spécialisés) sont alors plus contraignants, alors qu'il suffirait de remorquer une plate-forme flottante pour l'amener jusqu'au site de raccordement.

Pour relier un poste en mer flottant aux câbles statiques ensouillés ou posés sur le sol marin, des câbles « dynamiques » à très haute tension sont nécessaires. Ils doivent être conçus pour se déformer, de façon à suivre le poste électrique flottant dans ses mouvements à la surface d'une mer parfois très agitée. Le câble dynamique est raccordé au câble statique grâce à une jonction en mer. Ce câble statique est ensuite protégé selon les principes détaillés ci-dessus (ensouillage, protection externe...). Ce type de câbles « dynamiques » existe pour des niveaux de tension 33 kV ou 66 kV alternatifs et ils permettront de relier les éoliennes entre elles et au poste en mer. Comme indiqué précédemment, il n'existe cependant pas d'offre industrielle de câbles dynamiques de tension supérieure à 225 kV mais cette offre devrait se développer d'ici 2035-2040 selon RTE.

En lien avec des partenaires industriels (câbliers, équipementiers, chantiers navals) et scientifiques (instituts de recherche et universités), une feuille de route R&D est mise en œuvre par RTE, pour étudier la faisabilité d'une mise en œuvre industrielle des postes en technologie flottante, notamment en courant continu.

Entre 2035 et 2040, RTE envisage l'arrivée des premiers postes en mer flottants en courant alternatif 225 kV grâce aux progrès attendus de la technologie « câbles dynamiques » nécessaires à la connexion de postes flottants. À plus long terme, à partir de 2040, les technologies flottantes HVDC pourraient être disponibles et mises en œuvre sur des projets au large des côtes françaises.

### 3. Les liaisons électriques en mer

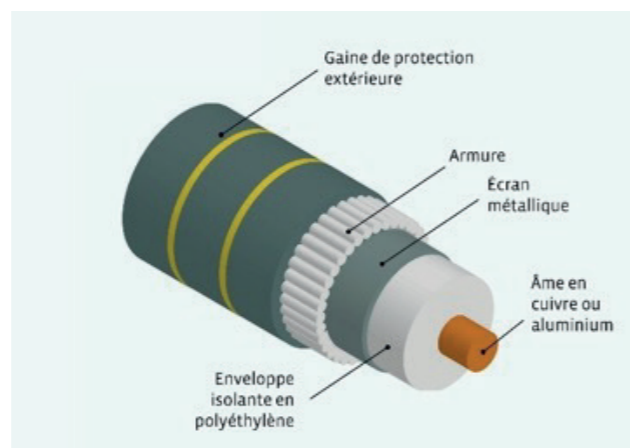
Un câble électrique est constitué d'un conducteur en cuivre ou aluminium, enveloppé dans plusieurs couches isolantes et protectrices. Le câble sous-marin dispose en plus d'une armure externe afin d'assurer sa pérennité en milieu marin. En courant continu, il est généralement posé par paire (« Bundle »).

En 320 kV HVDC (environ 1 GW) 1 paire de câbles isolés, chacun d'un diamètre de 13 à 15 cm.

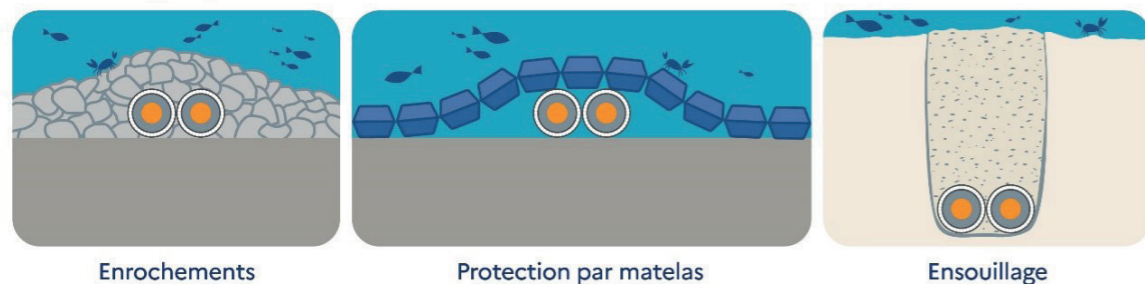
En 525 kV HVDC (environ 2 GW) 1 paire de câbles isolés de diamètre de 15 à 17 cm avec 1 câble métallique de retour de diamètre de 11 à 13 cm.

Les liaisons sous-marines permettent de relier le poste en mer à l'atterrage puis au réseau de transport d'électricité. Suivant la nature des fonds, et afin d'assurer la sécurité de l'ouvrage, celles-ci seront préférentiellement ensouillées dans le sédiment marin (posées dans une tranchée créée dans le sol à l'aide d'outils adaptés à la nature des fonds) ou recouvertes par une protection externe. Ces dispositions éviteront le risque d'endommagement des câbles par les ancres des navires ou engins de pêche et permettront le maintien des activités en mer, au-dessus des câbles.

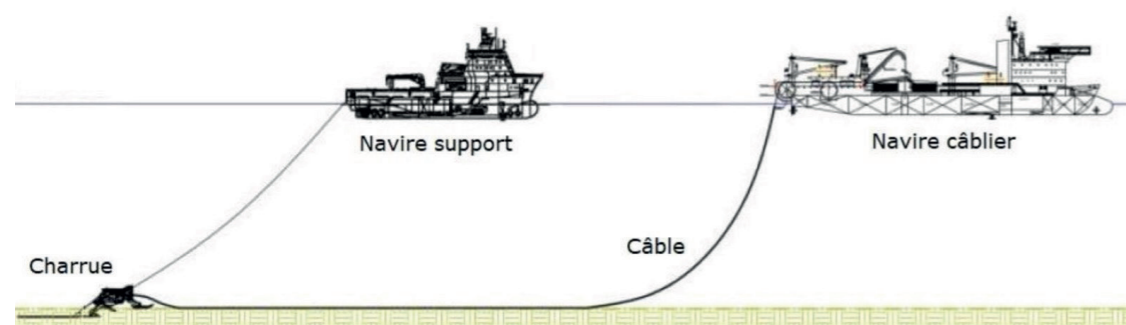
Les liaisons sous-marines permettent de relier le poste en mer à l'atterrage puis au réseau de transport d'électricité. Suivant la nature des fonds, et afin d'assurer la sécurité de l'ouvrage, celles-ci seront préférentiellement ensouillées dans le sédiment marin (posées dans une tranchée créée dans le sol à l'aide d'outils adaptés à la nature des fonds) ou recouvertes par une protection externe. Ces dispositions éviteront le risque d'endommagement des câbles par les ancres des navires ou engins de pêche et permettront le maintien des activités en mer, au-dessus des câbles.



#### Ensouillage -protection extérieure



Les moyens maritimes 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 câblé ou une barge, qui déroule et dépose le câble sur les fonds marins.



L'ensouillage peut être réalisé 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 câblé ou d'un autre navire; la charrue ouvre un sillon d'environ 0,5 m de large dans lequel 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, 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 recomposant naturellement ensuite;
- 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.

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, ou par mise en place de coquilles en fonte autour du câble.

#### L'atterrage

L'atterrage désigne le lieu de la côte où les câbles sous-marins sont raccordés aux câbles souterrains. En raison des différences existantes entre les câbles sous-marins et les câbles souterrains, et pour permettre d'assurer la continuité électrique, le changement technologique de la liaison sous-marine à la liaison terrestre se fait au sein d'une chambre de jonction appelée chambre d'atterrage.

Ces chambres d'atterrage (une par liaison) dont les dimensions sont approximativement de 16 m x 3 m, sont maçonnées et enterrées à 2 m de profondeur en fond de tranchée ou plus en fonction des configurations locales. Après raccordement des câbles, les chambres sont recouvertes par des dalles en béton armé puis remblayées. Elles sont donc invisibles et ne peuvent pas être visitées.

L'atterrage est souvent un point limitant de la liaison sous-marine en matière de capacité de transport car l'environnement thermique n'est pas aussi favorable qu'en mer (la température du milieu ambiant et la résistivité thermique du sol y sont plus élevées).

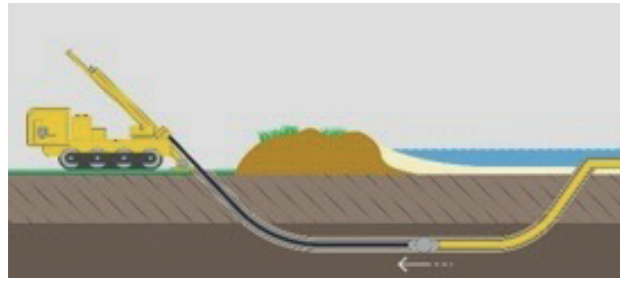
Deux modes de pose sont possibles pour les liaisons à l'atterrage, selon sa configuration :

- via une tranchée dans laquelle sont déposés les câbles



Plage de la Courance, Saint-Nazaire : Pendant et après travaux en tranchée

- via un sous-œuvre pour passer en dessous de dunes, routes, espaces naturels



Merville - Franceville: Pendant et après travaux en sous-œuvre (forage dirigé pour IFA 2)

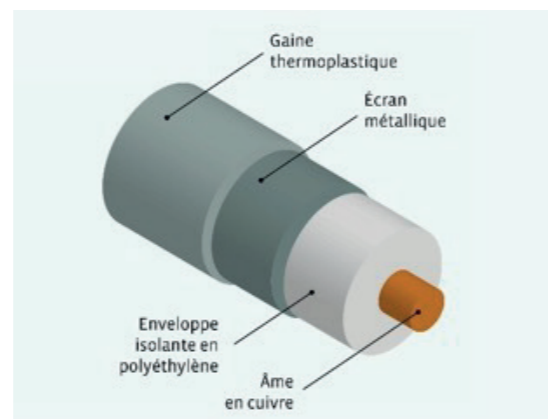


## 4. Les liaisons électriques à terre

Le câble électrique terrestre est aussi constitué d'un conducteur en cuivre ou aluminium, enveloppé dans plusieurs couches isolantes et protectrices. Le câble souterrain n'a pas d'armure contrairement au câble sous-marin.

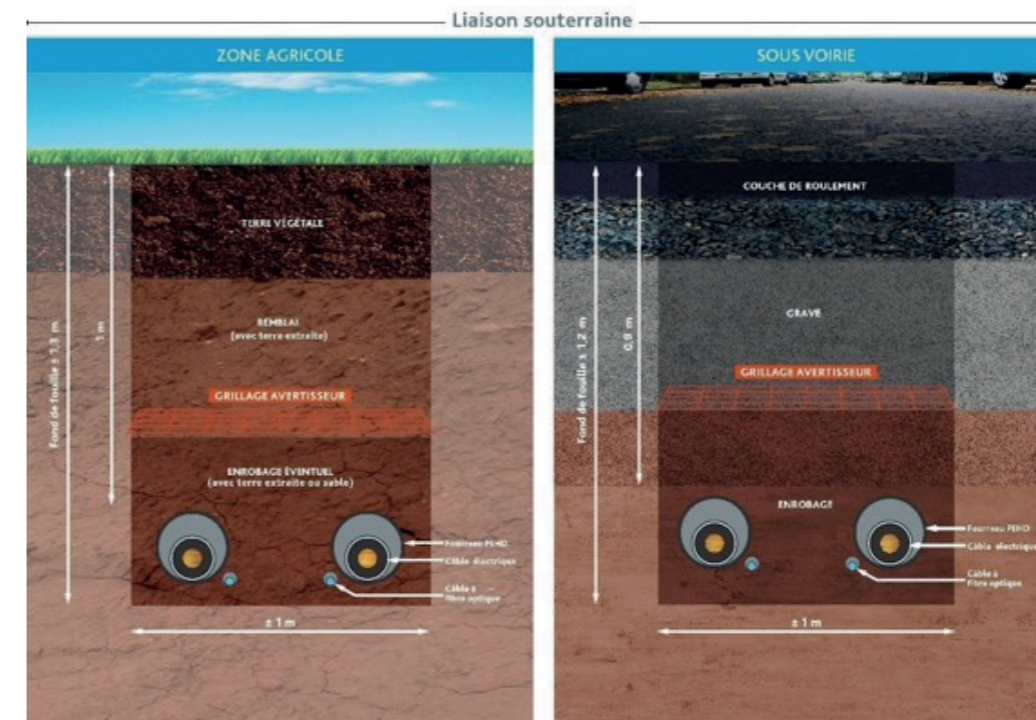
**En 320 kV HVDC:** environ 1 GW: 1 paire de câbles isolés, chacun d'un diamètre de 11 à 13 cm et dans des fourreaux de 225 mm de diamètre.

**En 525 kV HVDC:** environ 2 GW: 1 paire de câbles isolés de diamètre de 13 à 15 cm et dans des fourreaux de 250 mm de diamètre, avec 1 câble métallique de retour de diamètre de 9 à 11 cm dans un fourreau de 180 mm de diamètre.

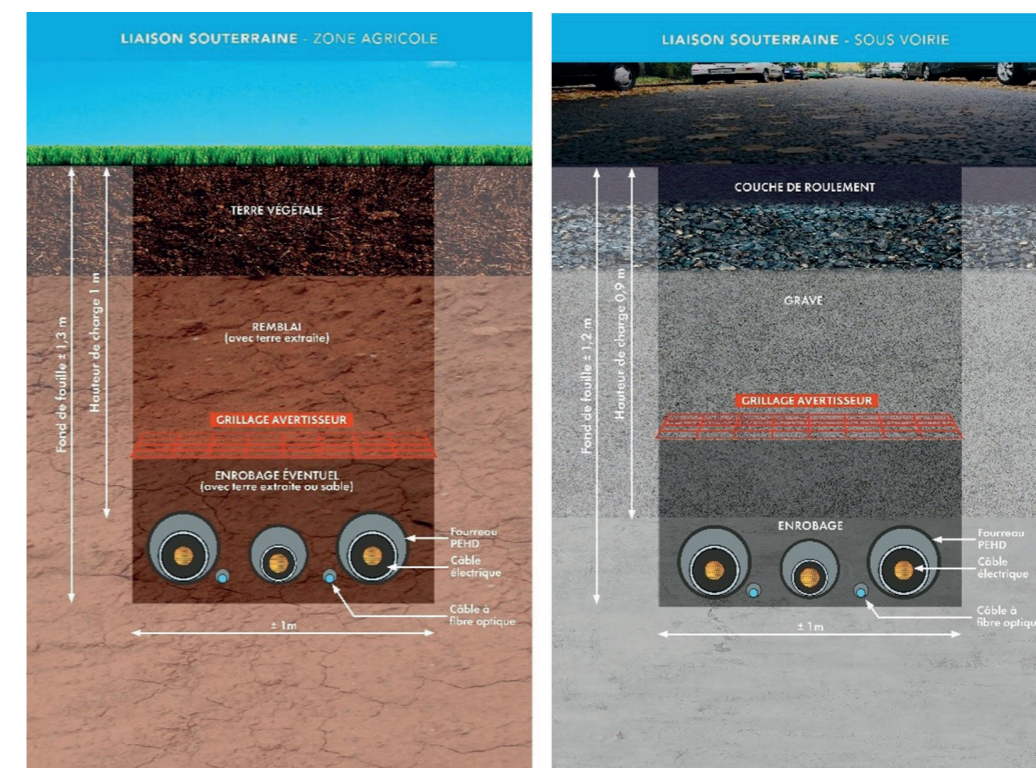


Dans le cadre des études de détails, les investigations et analyses de sol permettront de déterminer plus précisément la ou les méthode(s) à employer le long du tracé pour la pose et la protection des liaisons souterraines.

Dans le cadre des études de détails, les investigations et analyses de sol permettront de déterminer plus précisément la ou les méthode(s) à employer le long du tracé pour la pose et la protection des liaisons souterraines.



Coupes types terrestres en 320 kV HVDC



Coupes types terrestres en 525 kV HVDC

Les câbles sont en général déroulés dans des fourreaux en polychlorure de vinyle (PVC) enrobés de béton ou en polyéthylène haute densité (PEHD) selon le milieu traversé, sur des tronçons de 1000 à 2000 m environ, puis raccordés entre eux dans des chambres de jonction. La profondeur de fond de fouille est d'environ 1,30 m, mais peut varier selon la nature du sol.

Les chambres de jonction permettent de relier entre eux deux tronçons de câbles. Ce sont des ouvrages maçonnés de dimensions de 12 m x 2,5 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. À l'image des chambres d'atterrage, ces ouvrages ne se voient pas et ne sont pas visitables.



Pour franchir des obstacles tels que les routes, les cours d'eau, les voies ferrées, RTE a régulièrement recours aux techniques de franchissement souterraines dites « en sous-œuvre » comme le forage dirigé, le fonçage et le micro-tunnelier.

## 5. La station de conversion et le raccordement au réseau 400 kV alternatif

La station de conversion à terre sera localisée à proximité du réseau 400 kV alternatif et le plus proche possible de postes existants. La station de conversion nécessite une surface de l'ordre de 4 à 6 ha, que ce soit en 320 kV ou en 525 kV.

À ces 4 à 6 ha, se rajouteront en fonction des capacités des postes de raccordement, des surfaces variant entre 0 ha (s'il n'est pas nécessaire d'étendre le poste électrique existant en 400 kV) et 6 ha s'il est nécessaire d'en créer un nouveau.



Station de conversion IFA2 (320 kV)



Stations de conversion de Baixas (320 kV)



Vue intérieure d'une des deux stations de conversion de Baixas (320 kV)

En outre, des liaisons souterraines ou aériennes peuvent être nécessaires pour raccorder les stations de conversion aux postes de raccordement 400 kV alternatifs en fonction de leur éloignement.

## 6. Le raccordement au réseau en Méditerranée

La fiche 27 : « Quelles sont les infrastructures de production et de transport d'électricité présentes sur la façade Méditerranée ? » présente les principaux postes et lignes 400 kV présents le long de la façade.

Le réseau 400 kV en Méditerranée ne dispose pas en tous points des mêmes capacités d'accueil. Raccorder une zone peut générer ou contribuer à déclencher des besoins de renforcement du réseau, générant des coûts et des délais supplémentaires pour l'évacuation de l'énergie de ces zones vers le réseau de transport. En effet, le délai de mise en œuvre d'un renforcement structurant du réseau est généralement d'environ 10 à 12 ans. Pour l'ensemble des façades, RTE privilégie dans un premier temps des raccordements vers des zones où des besoins de consommation se développent et/ou des renforcements sont prévus. Ceci permettra de garantir une consommation locale et une évacuation de la production offshore dès la mise à disposition du raccordement.

Ainsi, en Méditerranée, de nombreux projets dans le périmètre de la zone industrialo-portuaire de Fos-sur-Mer feront augmenter les besoins de consommation électrique de 4 à 5 GW supplémentaires. Cela fait de cette zone la zone de raccordement privilégiée d'éventuels parcs éoliens offshore situés au sud de PACA et à l'est de l'Occitanie.

Concernant les autres zones, un certain nombre d'hypothèses de raccordement sont actuellement à l'étude dans le cadre de l'élaboration du Schéma Décennal de Développement du Réseau (SDDR) de RTE, dont les premiers résultats devraient être disponibles durant les débats publics de façade et pourront donc être portés à la connaissance du public.

Cet exercice prend en compte l'ensemble des évolutions du réseau de transport nécessaires pour accompagner la transition énergétique d'ici 2040 et est donc multifactoriel.

