

Rte

Réseau de transport d'électricité

Le raccordement au réseau des parcs éoliens offshore

Rencontre Inter Centrales du 13 janvier 2016



L'éolien off-shore en France : c'est un beau roman, c'est une belle histoire ...

- Des facteurs de charge bien plus élevés qu'à terre : 40/50% vs 23%
- Des contraintes d'usage réputées moindres qu'à terre (impact visuel/bruit)
- La France : le second gisement potentiel d'Europe
- Une opportunité pour créer une filière industrielle amont/aval
- Un objectif du Grenelle = 6 GW en 2020

Inauguration de la nouvelle usine d'ALSTOM à Saint-Nazaire création de 300 emplois directs, 2 000 emplois indirects liés à la Transition Energétique

4 décembre 2014



« L'inauguration de cette nouvelle usine d'ALSTOM à Saint-Nazaire, qui construit des composants d'éoliennes offshore (les générateurs et les nacelles), est la preuve que la transition énergétique peut créer des emplois, qualifiés et durables : cette usine va créer 300 emplois directs et 2000 emplois indirects. » a déclaré Ségolène Royal lors de l'inauguration.

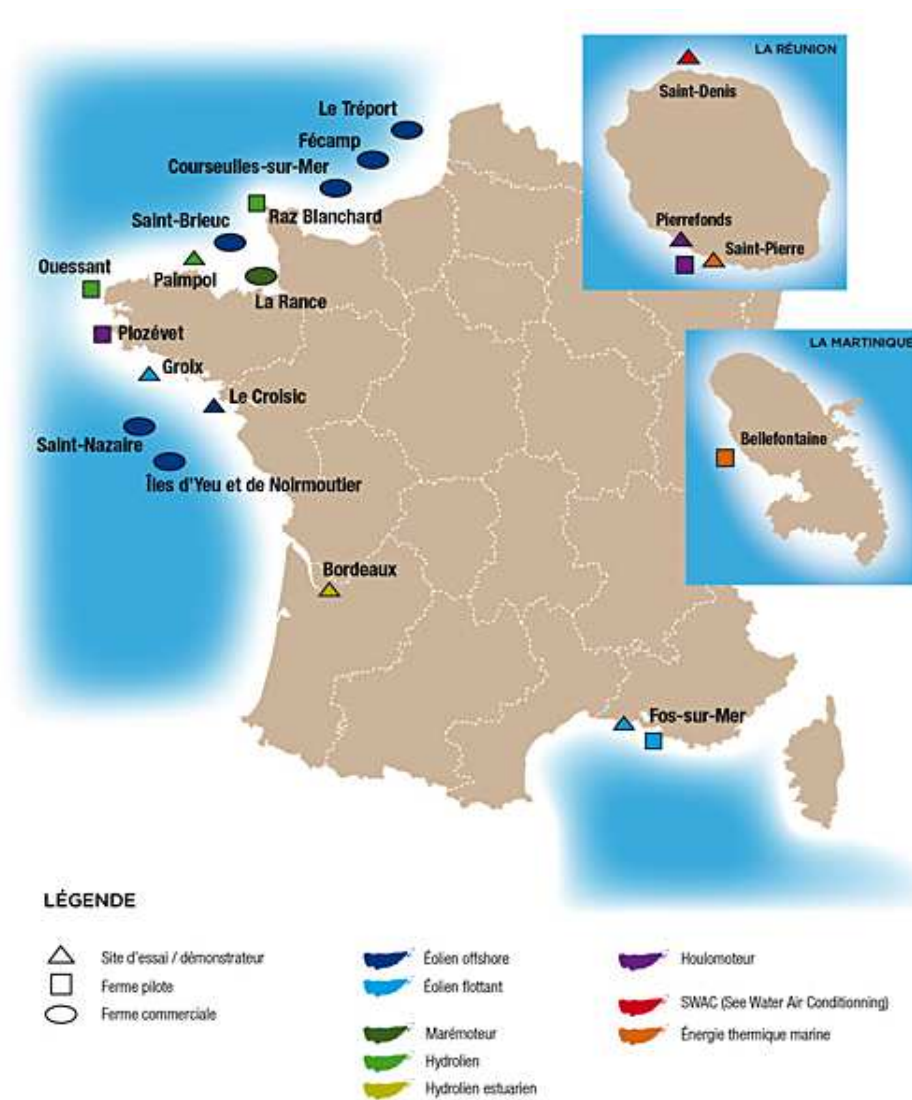
En France, deux appels d'offres ont déjà permis de lancer la construction de 6 parcs offshore, pour une puissance totale de 3000 MW. On estime que 10 000 emplois directs et indirects vont être créés en France pour satisfaire cette ambition.



2

Rencontres Intercentrales du 13 janvier 2016

2 Appels d'offres en 2011/2013
1 Appel à projets flottant en 2015
1 « A03 » en préparation



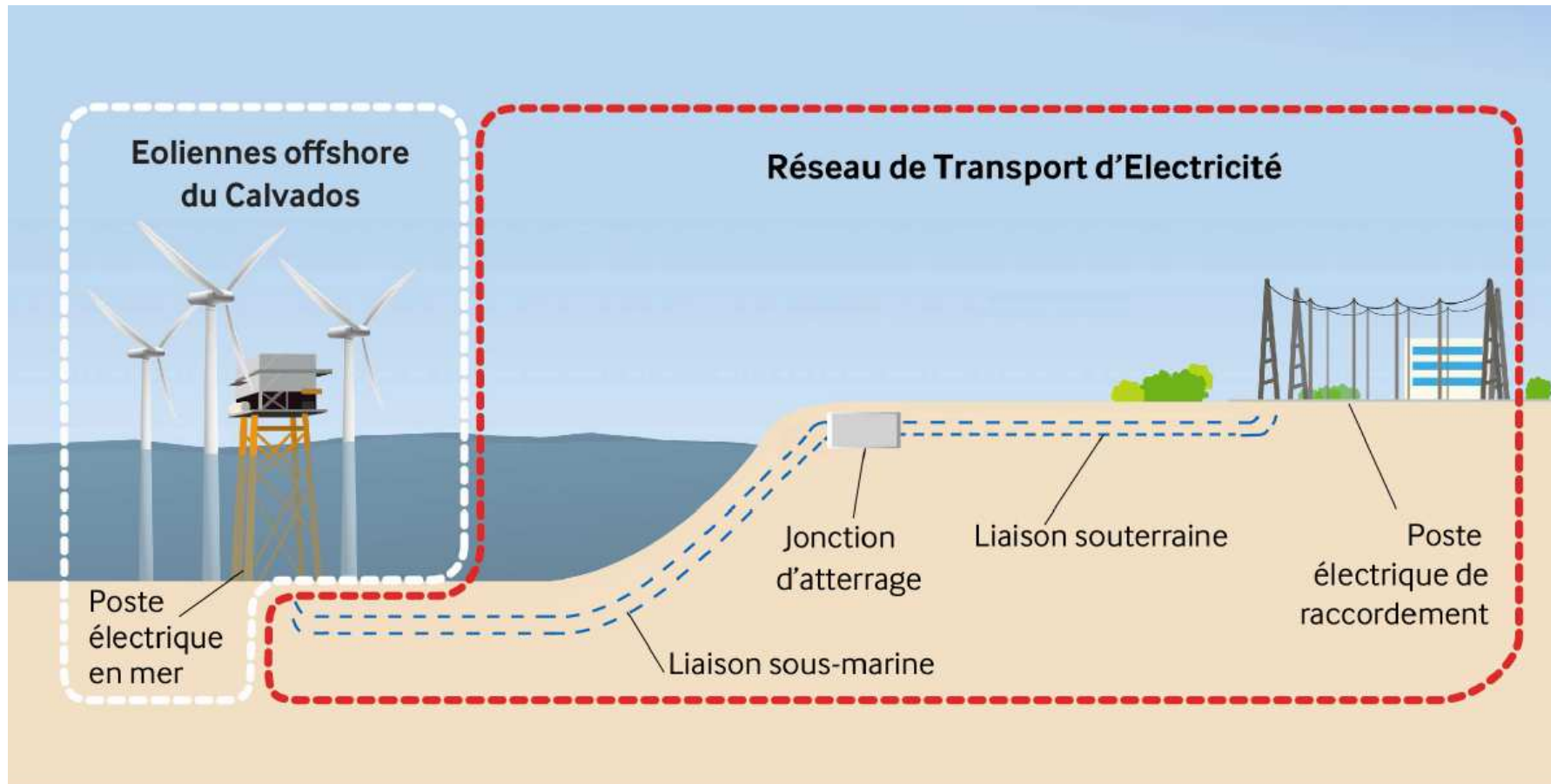
© 2014 RTE

Le rôle de RTE dans les projets de parcs éoliens en mer

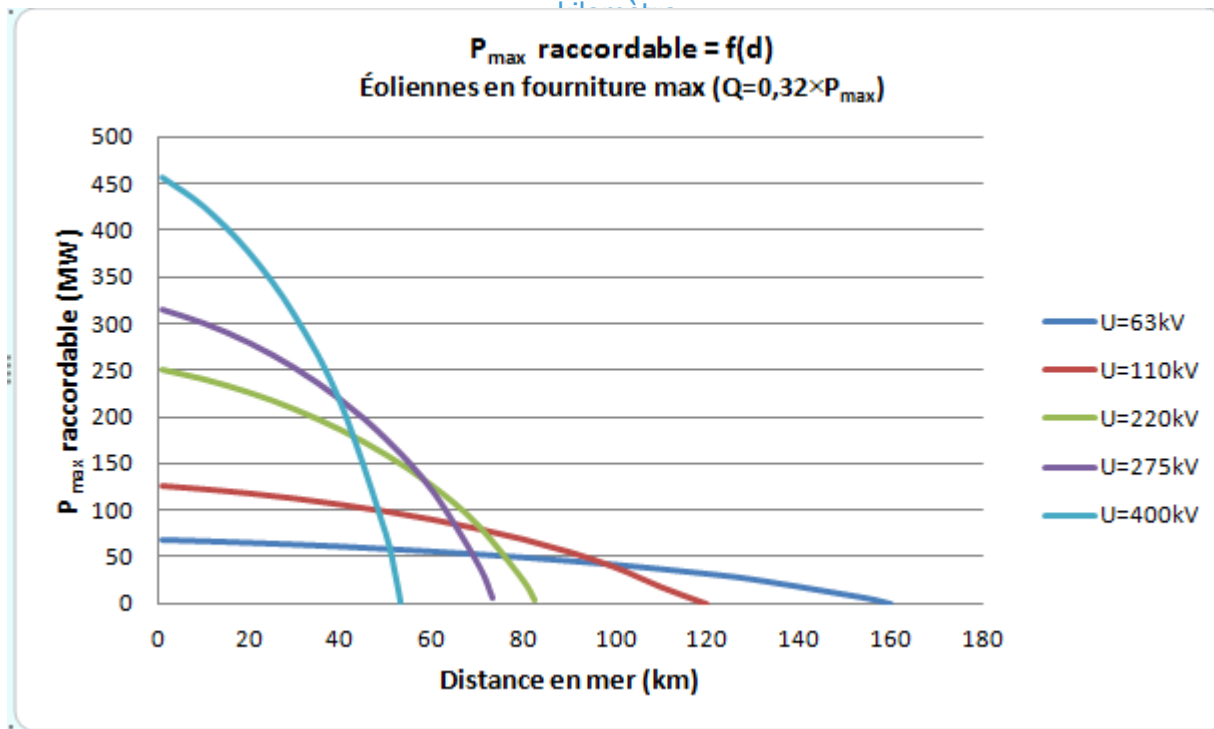
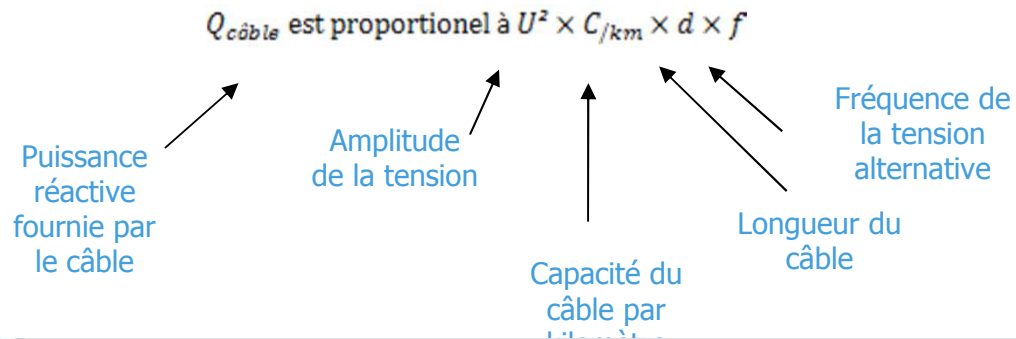
RTE mandaté par l'Etat pour réaliser les raccordements électriques des parcs éoliens

- ❖ Assurer le transport de l'électricité produite par les éoliennes vers le réseau électrique
- ❖ Répondre aux objectifs de mise en service du parc éolien :
 - AO1 (20% en avril 2018, 50% en avril 2019, 100% en avril 2020)
 - AO2 (40% en 2021, 100% en 2022)

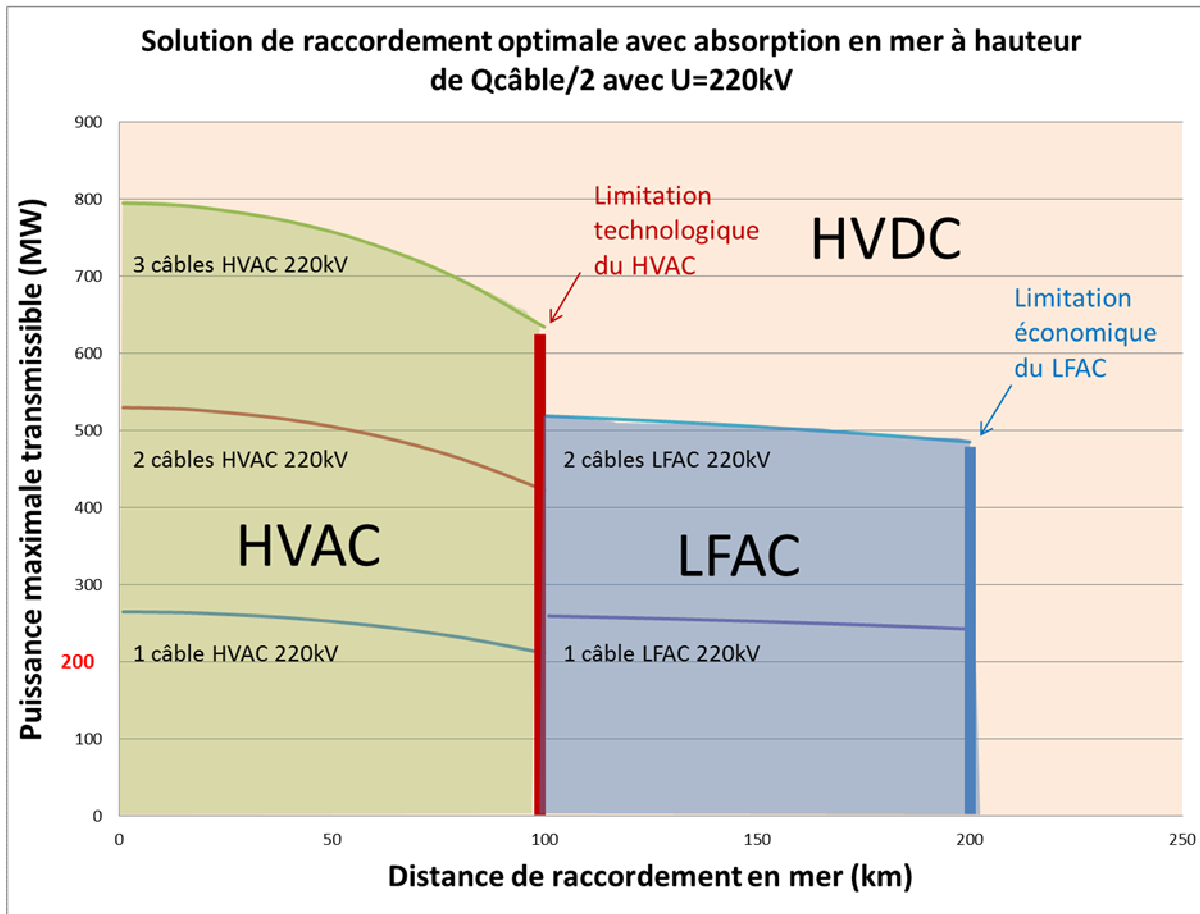
Le rôle de RTE dans les projets de parcs éoliens en mer



Une des difficultés : un câble est une grosse capacité ...



Un choix structurant : Alternatif ou continu ?



Au vu des distances en mer et des puissances des 2 premiers AO, le choix s'est porté sur une structure 2 câbles 225 kV HVAC

Une solution de compromis pour le futur : un réseau basse fréquence ? (16 Hz 2/3)

Sensibilité du coût du raccordement à l'éloignement en mer (pour des parcs de 500 MW)

Si le coût d'une liaison souterraine terrestre est relativement proportionnel à sa longueur, il n'en est pas de même pour les liaisons sous-marines où il existe des effets de seuils représentés sommairement par le schéma ci-dessous :

Jusqu'à 20/30 km
de l'atterrage



coût du raccordement proportionnel à la distance en mer

Jusqu'à 30/40 km de l'atterrage



Le coût du raccordement peut augmenter très vite (caractère « exponentiel »). Quelques km de + en mer peuvent faire augmenter sensiblement le coût.

Au-delà de 40/50 km de l'atterrage



La solution technique envisagée peut brutalement évoluer pour quelques km en + provoquant une rupture du coût du raccordement (par exemple alternatif -> continu)

Les clients de RTE sur A01/A02

Les consortiums retenus

-A01

Courseulles : EDF EN + DONG + WPD

Fécamp : EDF EN + DONG + WPD

St Brieuc : IBERDROLA, RES et Caisse des dépôts

St Nazaire : EDF EN + DONG + Nass & Wind

-A02

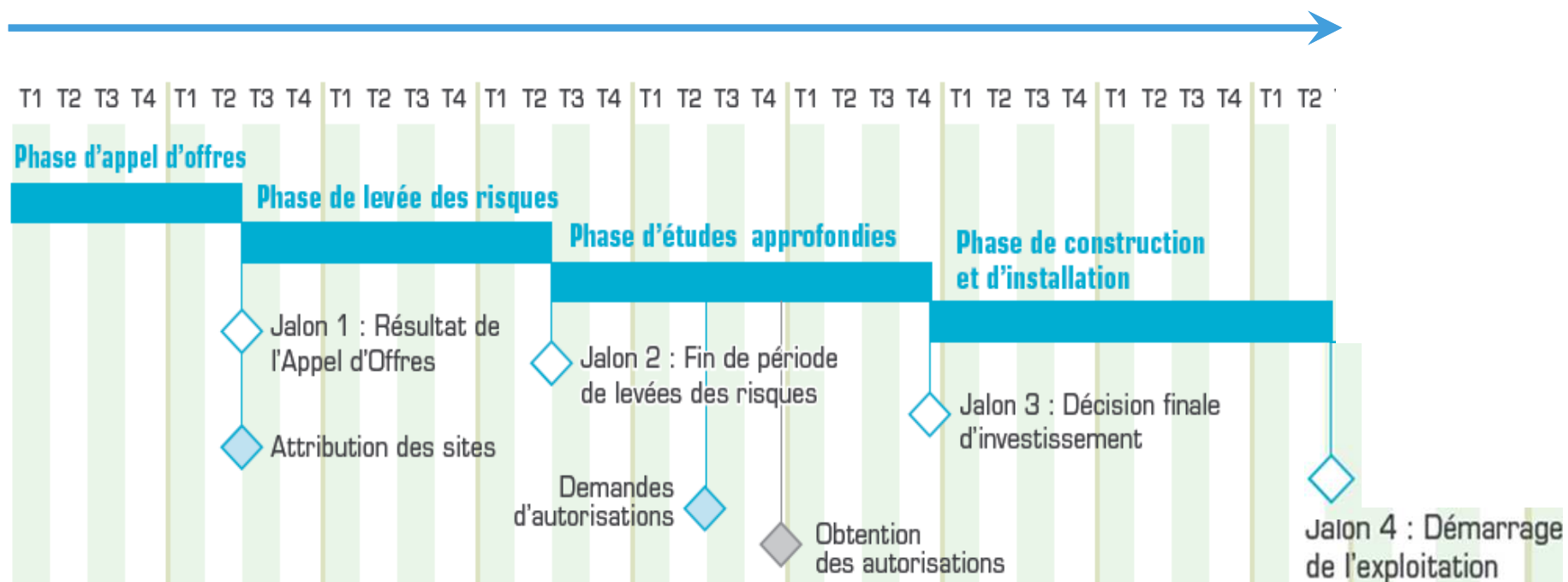
Noirmoutier : ENGIE (GDFSuez) + EDP Renewables + Neoen Marine

Tréport : ENGIE (GDFSuez) + EDP Renewables + Neoen Marine

Les principaux jalons d'un projet éolien offshore

Une aventure au long cours

~ 8 ans



L'interface RTE/Producteur = la plateforme électrique en mer



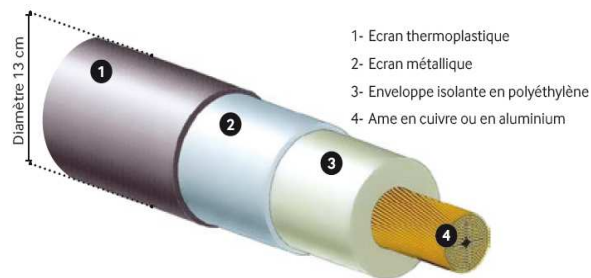
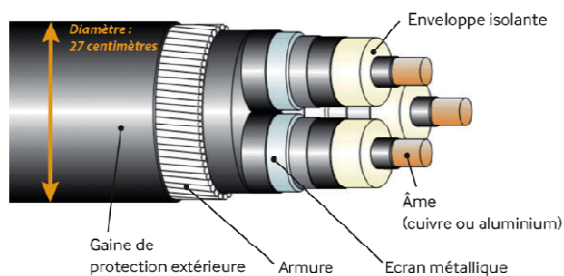
Une plateforme en mer et son raccordement



Le « J-Tube » par lequel remonte le câble jusqu'à la plateforme

Les liaisons sous-marines et souterraines

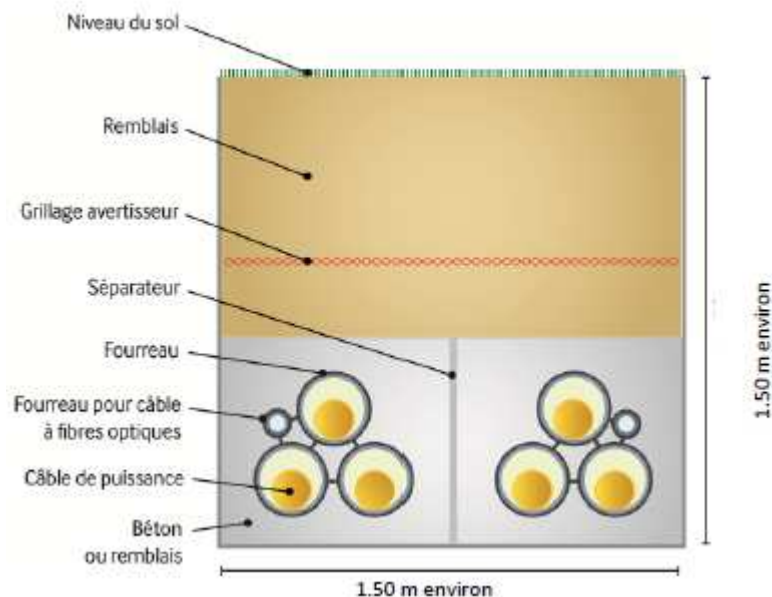
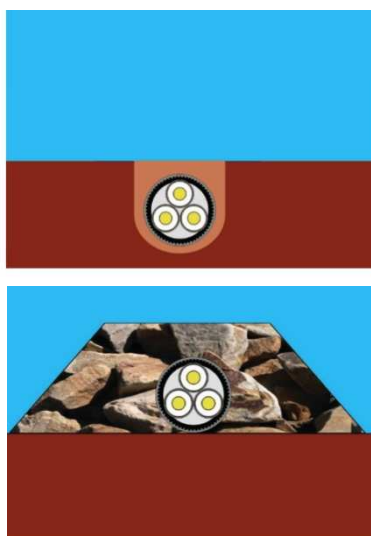
2 LIAISONS - SOUS-MARINES ET SOUTERRAINES - À 225 kV



Chambres de jonctions

À l'atterrage
(20m x 6m x 3m)

À terre
(12m x 3m x 2m)



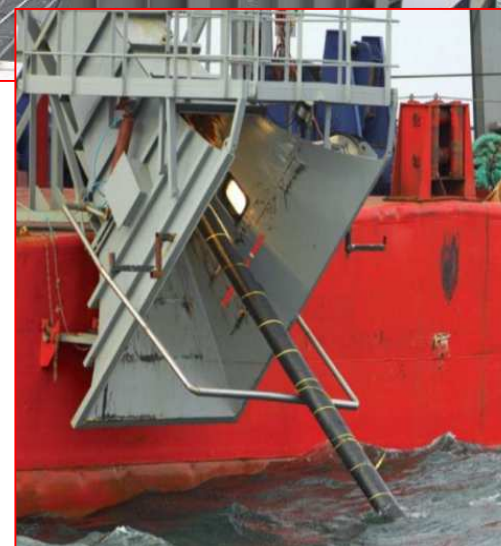
La pose en mer d'un câble THT



Opération de déroulage uniquement :

- 10 km/jour pour un navire
- 1 à 5 km/jour pour une barge

... Si les conditions météo le permettent !



En mer, tout est plus cher !!!

Techniques d'atterrage

2 modes d'atterrage sont généralement envisageables :

➤ En tranchée

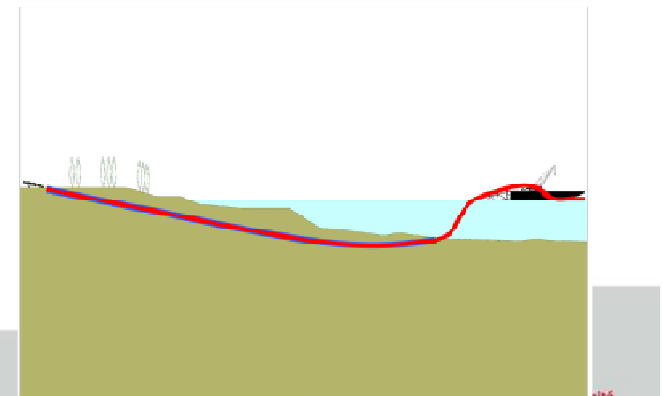
Le plus simple à mettre en œuvre.

Garantit la puissance à évacuer ($\approx 230\text{-}250$ MW par liaison) car dissipation thermique optimale avec les blocs fourreaux béton.

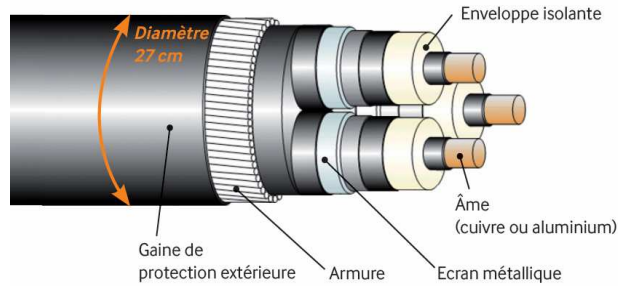


➤ En forage dirigé

Nécessite la création d'une ou plusieurs plateformes de tir. Risque important de baisse de la capacité d'évacuation de production (jusqu'à 25%) en raison d'une dissipation thermique moins efficace.



La protection du câble sous-marin adaptée au sol rencontré : **Ensouillage** (1/2)



Câble tripolaire



Jetting : 1 à 8 km/jour

Charruage : 0,5 à 6 km/jour

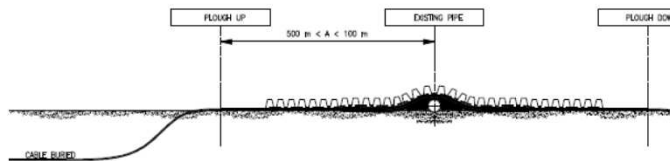
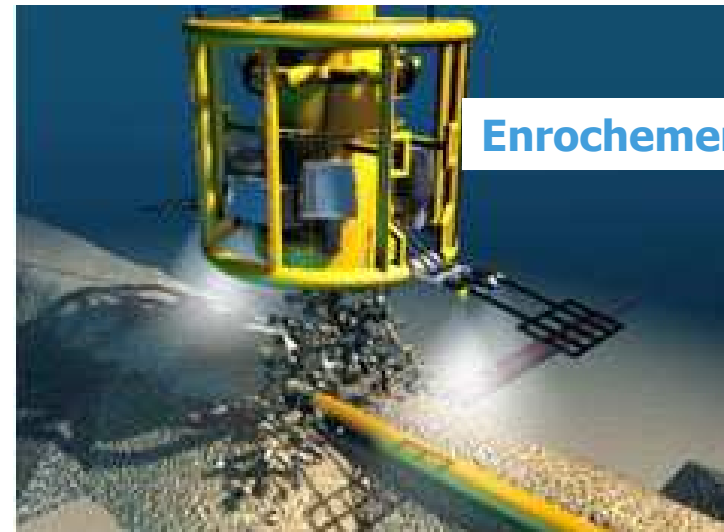


Tranchage : 0,2 à 2 km/jour

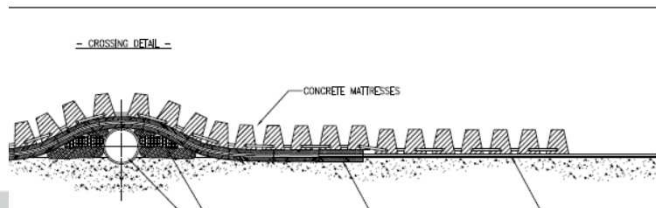
La protection du câble sous-marin adaptée au sol rencontré : **Autres méthodes** (2/2)



Lorsque l'ensouillage n'est pas possible



Matelas



Une fois installé, que peut-il arriver à un câble sous-marin ?

Une avarie ... En particulier, le risque de croche



Tout d'abord
localiser le
défaut :
échométrie puis
magnétométrie



Affréter un navire avec
un ROV + plongeurs
pour inspection visuelle
du fond sous-marin



Affréter un second
navire avec câble neuf
+ mobilisation des
troupes

Combien coûte un raccordement ?

Coût des raccordements des 2 premiers appels d'offre : 150 à 300 M€ pour des parcs de 500 MW

Le coût peut être décomposé en 4 parties :

- La liaison sous-marine : de 2 à 3 M€/km par câble (donc pour 250 MW maximum) et pour des distances à la côte réduites. Dépend de nombreux paramètres : nature du sous-sol, mode de pose et de protection, section, conditions météo pendant travaux, tension sur le marché ... Le coût peut s'élever très rapidement si on s'éloigne trop des côtes.
- La liaison terrestre (a priori souterraine) : environ 1 M€/km par liaison ((donc pour 250 MW maximum). Dépend de nombreux paramètres : nature du sol et du sous-sol, mode de pose, section, obstacles rencontrés ...
- Poste à terre : très variable selon qu'il s'agit d'une création, d'une extension ou d'une « simple » adaptation. Dépend également des moyens nécessaires de compensation de l'énergie réactive générée par les câbles.
- Renforcement réseau amont : peut être nécessaire pour insérer la production dans le réseau de transport. RTE limite ce risque en choisissant autant que possible un poste de raccordement adapté.

Les coûts ci-dessus sont donnés à titre indicatif et constituent un ordre de grandeur

Une fois installé, que peut-il arriver à un câble sous-marin ?

Suite ...



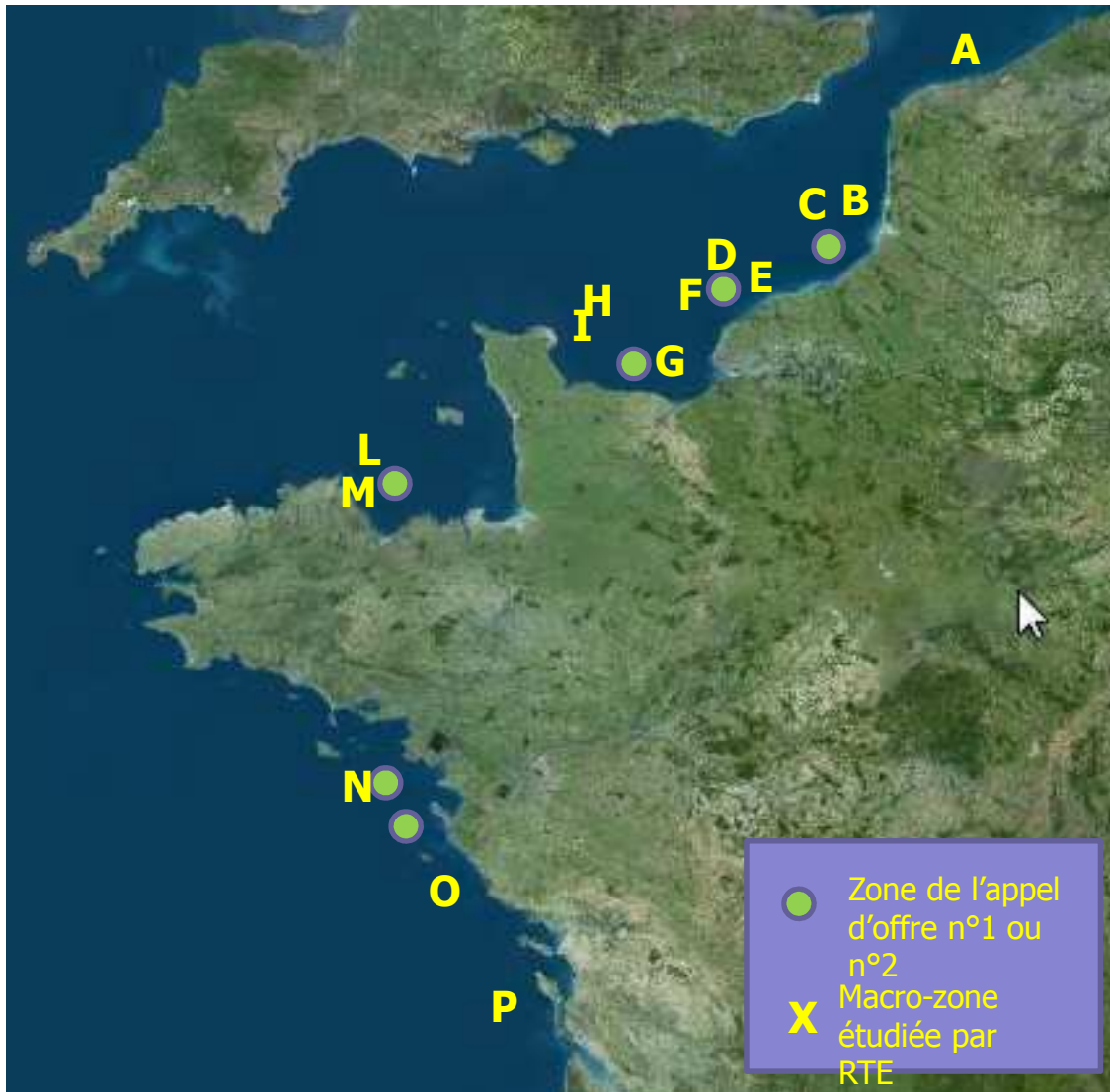
Un autre ROV est amené sur le lieu de l'avarie

Et ce n'est pas fini :

- identification et coupe du câble en défaut par un plongeur;
- Remontée d'une extrémité du câble coupé, retrait de la partie endommagée, test du câble.
- Remontée de l'autre partie, retrait de la partie endommagée, réalisation de la première jonction et test.
- Réalisation de la 2ème jonction et test de toute la longueur de câble entre la plateforme et le poste de raccordement.
- Repose du câble au fond de mer de « la boucle », surlongueur dûe à la réparation, en respectant les critères techniques de tension et de rayon de courbure du câble

Bref, réparer un câble offshore est un projet en soi où les délais se comptent en semaines !

Le futur 1: un AO3 « posé »?



Productible d'un parc offshore proportionnel au cube de la vitesse du vent.

+ 1m/s \approx -20/30 €/MWh

Un objectif clair de l'Etat de réduction du coût du MWh produit : des études en amont de dérisquage en amont d'un AO3

Rien en Méditerranée !!!
La faute à la bathymétrie

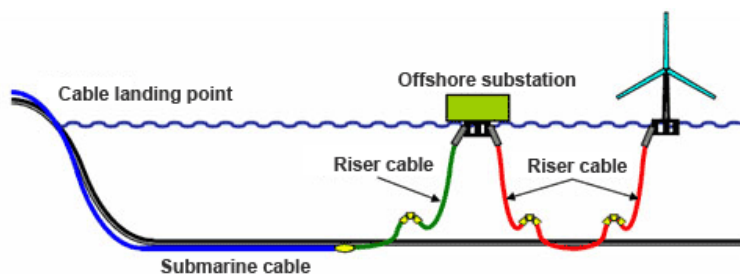
Le futur 2: le flottant ? La revanche de la Méditerranée ?

Dans le cadre de fermes pilotes, donc pour des puissances à évacuer peu élevées et proches des côtes, une plateforme en mer n'est pas toujours indispensable. Un raccordement direct à terre, plus simple à mettre en œuvre, peut s'envisager.

A titre plus prospectif, 2 autres configurations de raccordement peuvent s'envisager :

- Point de raccordement en mer avec plateforme posée : problématique analogue à celle de l'éolien posé.
- Point de raccordement en mer avec plateforme flottante : problématique spécifique nécessitant le développement de câbles « dynamiques » sur lesquels RTE travaille en partenariat avec des industriels et des universitaires

Dans les 2 cas, il est possible que les parcs « flottants » soient installés à des distances plus éloignées des côtes que les parcs « posés » conduisant à approfondir les réflexions sur la compensation de l'énergie réactive.



L'ECN : un rôle clef dans le développement des EMR

Wave & Floating wind testing site



SEM-REV offers:

- a station equipped with oceanographic instrumentation
- electrical facilities linking the offshore system to the coast
- a shore-based station monitoring the experimental data that can welcome the staff and equipment

Wave directional buoys



Weather station buoy



ADCP (Acoustic Doppler Current Profiler)



L'ECN : un labo en pointe dans les EMR

Le LHEEA : Laboratoire de recherche Hydrodynamique, Énergétique et Environnement Atmosphérique

- le développement des énergies marines renouvelables,
- la sécurité des biens et des personnes dans les activités maritimes,

Le LHEEA présente la particularité d'opérer des moyens d'essais de très grande ampleur, dont certains présentent des capacités uniques en Europe sur un site universitaire : les bassins d'essais des carènes et de houle de Centrale Nantes font ainsi partie des plus importants équipements européens de ce type.

SEM-REV, opéré par Centrale Nantes, est le 1er site d'essai français en mer multi-technologies. C'est un équipement indispensable au développement d'une nouvelle filière industrielle en France dans le domaine des EMR

<http://www.ec-nantes.fr/version-francaise/recherche/sem-rev/>