

# Augmentation des performances du transport d'énergie offshore par câble sous-marin en basse fréquence

Antony Dasco, Seddik Bacha, Bertrand Raison  
 Université Grenoble Alpes, G2Elab, F-38000 Grenoble, France  
 CNRS, G2Elab, F-38000 Grenoble, France

Antony.Dasco@grenoble-inp.fr, Seddik.Bacha@grenoble-inp.fr, Bertrand.Raison@univ-grenoble-alpes.fr

**RESUME** – L'objet de cet article est l'étude d'un réseau de puissance sous-marin fonctionnant en basse fréquence. L'utilisation de la basse fréquence au niveau offshore s'avère un compromis intéressant entre le continu et l'alternatif à 50 ou 60 Hz. En effet, si le courant continu permet le transport de puissance à grandes distances en offshore ; il se heurte à une maturité technologique naissante, notamment en ce qui concerne les protections électriques. Dans un premier temps, une méthode d'analyse de puissance a été développée pour les calculs des distances maximales de connexion. Les résultats de la méthode ont été testés et comparés avec deux modèles de simulation. Plusieurs modèles de câbles ont été pris en compte pour les analyses. Par ailleurs, il est envisagé d'utiliser une fréquence variable pour optimiser les flux de puissance dans un réseau.

*Mots-clés—Transport d'Énergie, Basse Fréquence, Réseau Offshore, Câbles sous-marins*

## 1 INTRODUCTION

L'installation des éoliennes offshore a débuté en 1991 à 2.5 km de la côte danoise avec une puissance installée de 4.95 MW et en 2011 cette puissance a dépassé 1 GW. L'Association Européenne de l'Énergie Éolienne ou « *European Wind Energy Association* » (EWEA) prévoit une croissance forte des installations éoliennes offshore pour totaliser 40 GW en 2020 dans 18 pays d'Europe et plus de 150 GW en 2030 [1]. Jusqu'à présent, ces éoliennes ont été installées à de courtes distances de la côte pour permettre l'utilisation du courant alternatif (AC). Le courant alternatif est une technologie bien établie depuis 1887 [2] et moins chère à implémenter que les réseaux à haute tension en courant continu (HVDC) [3] mais la tendance s'inverse pour les grandes distances.

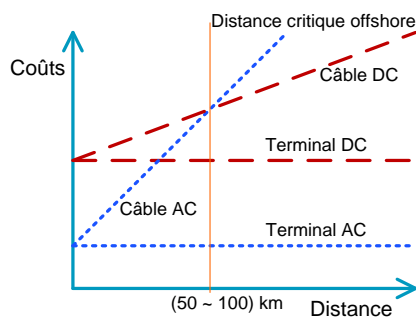


Figure 1. Tendance des coûts entre les réseaux AC et DC actuels.

La prévision de l'EWEA concerne la faisabilité technologique et économique de l'installation d'un réseau marin constitué de fermes éoliennes interconnectées à environ 200 km des côtes. À cause des limites imposées par les câbles sous-marins et ces distances relativement courtes, la fréquence de 50 Hz n'est plus d'actualité. Par contre, les réseaux HVDC permettent d'augmenter la distance du transport électrique, mais sont tributaires d'avancées technologiques au niveau des protections, de la charge d'espace des câbles et de l'installation de plateformes offshore qui, pour certaines, ne sont pas encore au stade de la commercialisation [4].

Une alternative intéressante à ces deux technologies est d'utiliser le courant alternatif à basse fréquence. Cette approche permet la réduction de l'effet capacitif des câbles et donc l'augmentation de la distance de transport électrique sous-marin [5]. La basse fréquence a été utilisée pour la première fois en 1902 dans le transport ferroviaire en utilisant 15 Hz comme fréquence nominale des machines inductives [6]. Actuellement la fréquence réduite de 50/3 Hz (ou connue aussi comme 16 2/3 Hz) est surtout utilisée dans le réseau ferroviaire dans quelques autres pays d'Europe. Ces réseaux incluent des protections électriques en basse fréquence, à la différence des liaisons HVDC existantes qui nécessitent une coupure de l'énergie du côté alternatif à 50 Hz.

Plusieurs articles ont exposé les avantages de la basse fréquence (BF) [7], [8]. Dans un premier temps, les réseaux BF permettent une augmentation de la capacité du transport de puissance quand ils sont comparés au même système exploité à 50 Hz [9]. Des études ont été réalisées sur une ligne aérienne où la réactance série est réduite avec l'utilisation de la BF, ce qui permet un meilleur profil de tension du réseau. Dans un deuxième temps il est indiqué que l'utilisation de la BF peut conduire à l'augmentation de la taille des transformateurs.

La relation entre les dimensions d'un transformateur et la fréquence appliquée suit l'équation de tension (E) suivante :

$$E = 4.44 \cdot f \cdot B \cdot N \cdot A \quad (1)$$

Où la densité du flux magnétique ( $B$ ) est faiblement affectée par la variation de la fréquence ( $f$ ). Seuls le nombre de spires ( $N$ ) et la section du circuit magnétique ( $A$ ) peuvent varier. Ces deux derniers augmentent si la fréquence est réduite pour maintenir  $E$  constant [10].

Dans un troisième temps, au niveau des stations de conversion de fréquence, les recherches se focalisent sur l'amélioration et l'optimisation de la technologie existante. La conversion AC/AC peut être réalisée sans l'utilisation d'un bus continu ; ceci permet donc une réduction de la taille du convertisseur et une diminution des pertes [11]. Parmi ces convertisseurs, on peut citer les cyclo-convertisseurs [9], [12] et les convertisseurs matriciels [13], [14]. Ces derniers sont moins souvent utilisés à cause des difficultés liées à leurs stratégies de contrôle. Cependant d'après les recherches effectuées sur ce domaine, le convertisseur avec bus continu ou « Back-to-Back » (BTB) est toujours utilisé dans le réseau ferroviaire allemand [15]. Une des stations de conversion les plus récentes affiche 413 MVA de puissance et a été construite en utilisant des unités à base d'IGCT de 15 MW.

Cet article se focalise sur la faisabilité de cette technologie dans un réseau offshore sous-marin via les analyses du flux de puissance. L'idée est d'établir les distances maximales du transport énergétique en limitant le niveau de puissance réactive générée par le câble pour différentes fréquences de fonctionnement. Les tests se déroulent avec plusieurs sections de câbles XLPE sous-marins et quatre niveaux de tension différents. L'approche proposée a été développée avec Matlab et ensuite testée en simulation avec le logiciel EMTP-RV.

Les bases théoriques de la méthode développée ainsi que les suppositions faites sont présentées dans la partie 2 de l'article. Ensuite une présentation de l'algorithme et les équations utilisées sont illustrées dans partie 3. La partie 4 montre les résultats de l'algorithme face à deux méthodes de résolution en simulation.

## 2 MODÉLISATION DU RÉSEAU

L'effet capacitif est considéré comme le principal facteur limitant de la distance du transport d'énergie dans le réseau offshore modélisé. Cela est dû à l'utilisation en grande quantité des câbles sous-marins.

En HVDC, les câbles XLPE présentent un problème de charge d'espace dans le diélectrique [16]. Cette accumulation de charge apparaît quand la fréquence utilisée est inférieure à 0.1 Hz. Le problème se résout avec des fréquences supérieures à 1 Hz.

Premièrement, pour le calcul de la distance, une puissance générée uniquement active est supposée. Compte tenu des effets capacitifs de la ligne, une puissance réactive (Q) est ajoutée au fur et à mesure que la distance augmente. Deuxièmement, pour éviter que la puissance apparente (S) en sortie du câble soit plus grande que sa valeur nominale, il est supposé que cette puissance doit toujours être inférieure ou égale à 1 p.u. La quantité de puissance active (P) qui peut être injectée au câble est donc affectée par la distance. Enfin, il est supposé que la distance maximale est atteignable quand le facteur de puissance (FP) en sortie du câble est réduit jusqu'à 0.87. Cette valeur du FP a été choisie de façon arbitraire dans cette étude. Cela permet d'avoir une disponibilité de l'ordre de 87 % de puissance active prête à être fournie au réseau et donc de limiter la quantité de puissance réactive due au câble. Cette puissance réactive est généralement capacitive ; ce qui entraîne des surtensions dans le réseau.

### 2.1 Présentation de l'étude réalisée

Le réseau sous-marin présenté dans ce document a été défini comme un réseau de puissance avec deux nœuds : le nœud bilan (côté d'interconnexion au réseau européen) est modélisé en tant que source de tension à la valeur de 1 p.u. et le

nœud génération offshore (côté source) est modélisé comme une source de courant avec une puissance uniquement active, celle-ci est une variable contrôlée dont la valeur est fixée à 1 p.u. au départ. Le schéma simplifié du réseau est présenté dans la figure 2.

Dans un premier temps, la distance maximale autorisée est analysée pour chacun des cas. Cette étude est faite en utilisant 15 Hz comme fréquence la plus basse. Cette valeur est retenue dans le développement des réseaux de transport ferroviaire dans certains pays d'Europe (16 2/3 Hz). Au fur et à mesure que la distance augmente, la puissance générée est progressivement réduite, et le FP du côté nœud bilan est surveillé pour ne pas dépasser la limite imposée de 0.87. La distance maximale, appelée  $D_{max}$ , correspond donc à cette valeur du FP.

Dans un deuxième temps, l'objectif est de valider la plage de variation de fréquence pour une distance fixe donnée. Une analyse de fréquence est donc réalisée pour chacun des cas en utilisant plusieurs valeurs de distance. Ces valeurs de distance sont plus petites et proportionnelles à la valeur de  $D_{max}$ . La méthode est ensuite appliquée, cette fois-ci la fréquence est augmentée progressivement. La conséquence de cette approche donne lieu à un accroissement de Q et donc à une variation du FP du côté du nœud bilan. La fréquence maximale est obtenue quand la valeur du FP dans le nœud bilan est égale au seuil minimal de 0.87.

### 2.2 Modélisation des câbles sous-marins

Les impédances des câbles ont été calculées à partir des références commerciales ABB-XLPE sous-marins [17]. Le logiciel EMTP-RV permet de construire le câble à partir de ses dimensions physiques et d'obtenir la valeur des impédances à plusieurs fréquences. Ces valeurs d'impédances ont été implémentées dans le logiciel.

L'étude a été réalisée avec les valeurs de sections suivantes : 500, 630, 800, 1000, 1200, 1400 et 1600 mm<sup>2</sup>. Chaque section du câble est reliée à différents niveaux de tension : 220, 275, 330 et 400 kV.

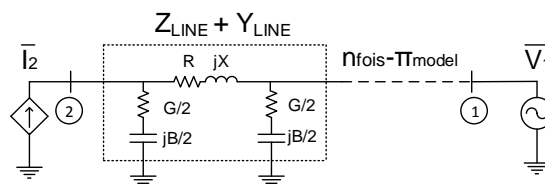


Figure 2. Représentation du réseau modélisé : indice 1 pour le nœud bilan et 2 pour le nœud génération.

Les bases de l'algorithme reposent sur un modèle en PI de la ligne, distribué par kilomètre et développé dans le logiciel MATLAB. Les résultats de l'algorithme ont été testés en simulation avec le logiciel EMTP-RV. Ces résultats ont été comparés avec deux méthodes : le modèle en PI, qui a été reproduit avec vingt éléments distribués et le modèle Wide-Band (WB) du logiciel.

Le modèle WB est considéré comme le plus sophistiqué pour les câbles et lignes car il relie les paramètres du câble avec toute la plage de réponse en fréquence.

## 3 ALGORITHME DE CALCUL DES FLUX DE PUISSANCE

### 3.1 Calcul de la distance maximale du transport énergétique

La résolution des flux de puissance du réseau d'étude utilise la méthode de Gauss-Seidel [18]. Cette méthode s'avère intéressante du fait des itérations de tension dans un réseau à

deux nœuds. En effet, seules sont connues la tension du nœud-1 (nœud bilan) et la puissance injectée dans le nœud-2 (nœud génération).

Le modèle en PI de la ligne est traité avec la méthode de quadripôles grâce auxquels on peut montrer que :

$$\begin{bmatrix} \bar{V}_1 \\ \bar{I}_1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 + Z \cdot Y/2 & -Z \\ -Y \cdot (1 + Z \cdot Y/4) & 1 + Z \cdot Y/2 \end{bmatrix}^n \cdot \begin{bmatrix} \bar{V}_2 \\ \bar{I}_2 \end{bmatrix} \quad (2)$$

Cette relation est obtenue à partir de la figure 2. Les paramètres présentés dans la matrice sont : l'impédance série  $Z = R + j\omega L$  et l'admittance shunt  $Y = G + j\omega B$ . Où  $R, L, G$  et  $B$  sont respectivement la résistance, l'inductance, la conductance et la susceptance du câble. La puissance  $n$  représente la longueur de chaque élément. Les variables  $V1$  et  $I1$  sont la tension et le courant du nœud bilan et  $V2$  et  $I2$  correspondent à la tension et au courant du nœud génération.

En définissant la matrice d'impédances  $A$  comme :

$$[A] = \begin{bmatrix} 1 + Z \cdot Y/2 & -Z \\ -Y \cdot (1 + Z \cdot Y/4) & 1 + Z \cdot Y/2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} A_{1,1} & A_{1,2} \\ A_{2,1} & A_{2,2} \end{bmatrix} \quad (3)$$

En utilisant l'équation 3 et la méthode de Gauss-Seidel, il est possible de calculer la tension  $V2$  avec l'équation :

$$\forall i \in \mathbb{N}, \bar{V}_2^{i+1} = \frac{1}{A_{1,1}} \bar{V}_1 - \frac{A_{1,2}}{A_{1,1}} \cdot \frac{P_2 - jQ_2}{\bar{V}_2^{i*}} \quad (4)$$

Avec comme condition initiale :

$$\bar{V}_2^0 = 1 \text{ p.u.} \quad (5)$$

L'algorithme de résolution est défini en figure 3.

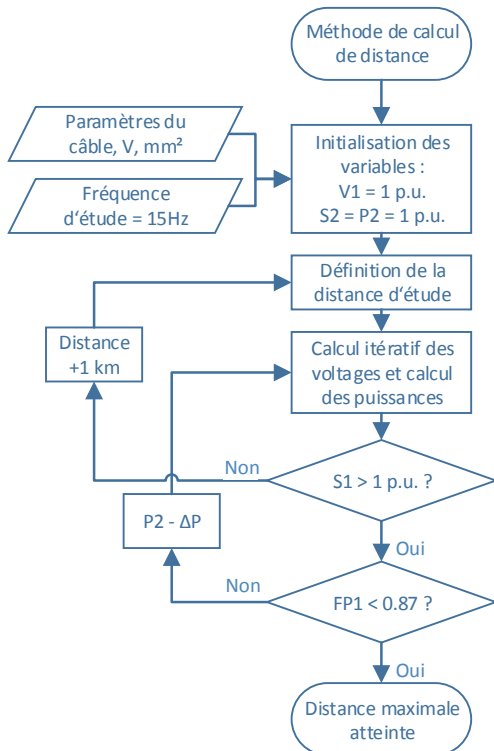


Figure 3. Algorithme de calcul de la distance maximale pour le transport de puissance sous-marin.

À titre d'exemple, un graphique de puissance en fonction de la longueur d'un câble 1400 mm<sup>2</sup> à 400 kV et 15 Hz est présenté dans la figure 4.

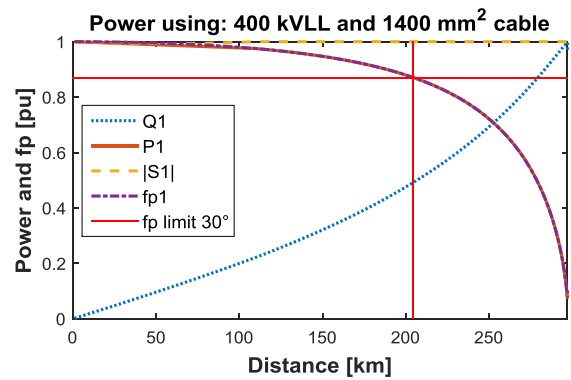


Figure 4. Variation de puissance par rapport à la distance du transport. Limite FP à 204 km. Puissance triphasée = 830 MVA.

Suivant la longueur du câble utilisé, une puissance maximale de génération peut être attribuée. À mesure que la distance augmente,  $Q1$  augmente. Cette augmentation de  $Q1$  entraîne une baisse de  $P2$  et, par conséquent, de  $P1$ . Ces variations de puissances font diminuer  $FP1$ . Dans l'exemple présenté, la distance maximale admissible est de 204 km. En admettant que la longueur du câble est inférieure à 204 km, il est donc possible d'utiliser une fréquence plus élevée pour obtenir le même résultat. Cette idée correspond à la deuxième partie de l'étude présentée dans cet article.

Les résultats de l'ensemble des simulations avec différentes valeurs de tension et de section de câble, effectuées à 15 Hz, sont présentés dans le tableau 1.

Tableau 1. Résultats de l'algorithme de calcul de distance maximale avec la distance maximale ( $D_{max}$ ), la puissance maximale du câble ( $S_{max}$ ), les chutes de tension ( $\Delta V$ ) et les pertes ( $\Delta P$ ).

|                      |                 | 220 kV | 275 kV | 330 kV | 400 kV |
|----------------------|-----------------|--------|--------|--------|--------|
| 500 mm <sup>2</sup>  | $D_{max}$ [km]  | 293    | 227    | -      | -      |
|                      | $S_{max}$ [MVA] | 263    | 329    | -      | -      |
|                      | $\Delta V$ [%]  | 13     | 9      | -      | -      |
|                      | $\Delta P$ [%]  | 9      | 6      | -      | -      |
| 630 mm <sup>2</sup>  | $D_{max}$ [km]  | 298    | 225    | 195    | 168    |
|                      | $S_{max}$ [MVA] | 290    | 362    | 434    | 527    |
|                      | $\Delta V$ [%]  | 14     | 9      | 7      | 5      |
|                      | $\Delta P$ [%]  | 8      | 6      | 5      | 4      |
| 800 mm <sup>2</sup>  | $D_{max}$ [km]  | 308    | 232    | 196    | 166    |
|                      | $S_{max}$ [MVA] | 316    | 395    | 474    | 575    |
|                      | $\Delta V$ [%]  | 15     | 9      | 7      | 5      |
|                      | $\Delta P$ [%]  | 8      | 6      | 5      | 4      |
| 1000 mm <sup>2</sup> | $D_{max}$ [km]  | 313    | 235    | 194    | 164    |
|                      | $S_{max}$ [MVA] | 341    | 426    | 512    | 620    |
|                      | $\Delta V$ [%]  | 15     | 10     | 7      | 5      |
|                      | $\Delta P$ [%]  | 8      | 6      | 5      | 4      |
| 1200 mm <sup>2</sup> | $D_{max}$ [km]  | 403    | 309    | 246    | 202    |
|                      | $S_{max}$ [MVA] | 433    | 542    | 650    | 788    |
|                      | $\Delta V$ [%]  | 23     | 15     | 10     | 7      |
|                      | $\Delta P$ [%]  | 11     | 8      | 6      | 5      |
| 1400 mm <sup>2</sup> | $D_{max}$ [km]  | 407    | 314    | 249    | 204    |
|                      | $S_{max}$ [MVA] | 456    | 571    | 685    | 830    |
|                      | $\Delta V$ [%]  | 23     | 16     | 11     | 8      |
|                      | $\Delta P$ [%]  | 11     | 8      | 6      | 5      |
| 1600 mm <sup>2</sup> | $D_{max}$ [km]  | 409    | 316    | 252    | 206    |
|                      | $S_{max}$ [MVA] | 477    | 597    | 716    | 868    |
|                      | $\Delta V$ [%]  | 24     | 16     | 11     | 8      |
|                      | $\Delta P$ [%]  | 11     | 8      | 6      | 5      |

Par exemple, une distance de 409 km est atteignable pour un réseau à 220 kV avec une puissance maximale transmise de

477 MVA. Il est possible d'observer que les distances et les puissances admissibles augmentent avec la section du câble, ce qui était attendu. L'augmentation de la tension accentue les effets capacitifs (et donc Q), ce qui a tendance à baisser les distances admissibles mais aussi les pertes sur les lignes.

De plus, les chutes de tension et les pertes sont très importantes à basse tension. En effet, les pertes et chutes de tensions les plus faibles sont obtenues à 400 kV, cependant la distance maximale atteignable est très réduite par rapport aux autres (entre 160 et 200 km). Il est donc nécessaire de trouver un compromis entre les sections des câbles, la distance et le niveau de tension. Cette sélection du câble dépendra donc des distances de l'installation offshore et du niveau de puissance de la liaison.

### 3.2 Calcul de la plage de variation de fréquence

Les résultats présentés en 3.1 ont été réalisés avec une fréquence de fonctionnement de 15 Hz. Toutefois une fréquence plus élevée peut être utile pour deux raisons : les protections AC sont plus efficaces car le passage par zéro est plus fréquent et des transformateurs plus petits peuvent être utilisés. Il est donc intéressant d'étudier la limite de fréquence maximale d'un câble de longueur fixe pour trouver les points de fonctionnement optimaux.

Cette plage de fréquence est calculée pour des distances inférieures à la distance maximale du transport électrique à 15 Hz (déterminée précédemment). Pour pouvoir corréler les effets de la distance du câble avec de la fréquence de fonctionnement, la distance des câbles est fixée et la fréquence est progressivement augmentée jusqu'à ce que les effets capacitifs deviennent trop importants (Seuil de FP1 = 0.87).

Le schéma de l'algorithme est présenté en figure 5.

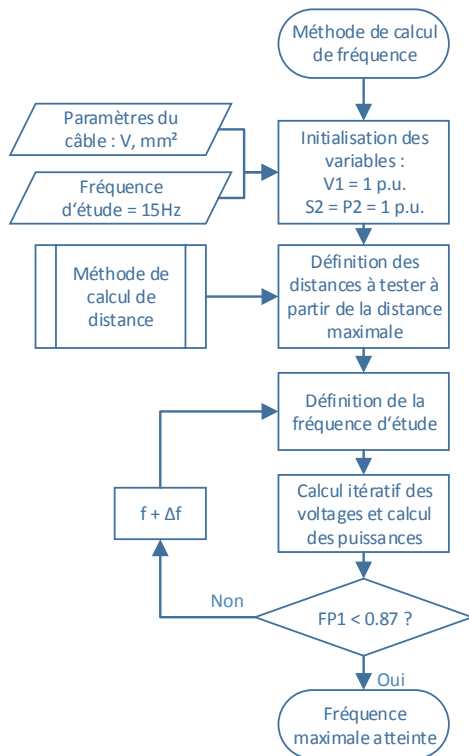


Figure 5. Algorithme de calcul de la fréquence maximale applicable dans un réseau de puissance sous-marin.

Les résultats de l'algorithme sont présentés en figure 6 pour différentes distances de câbles à 400 kV.

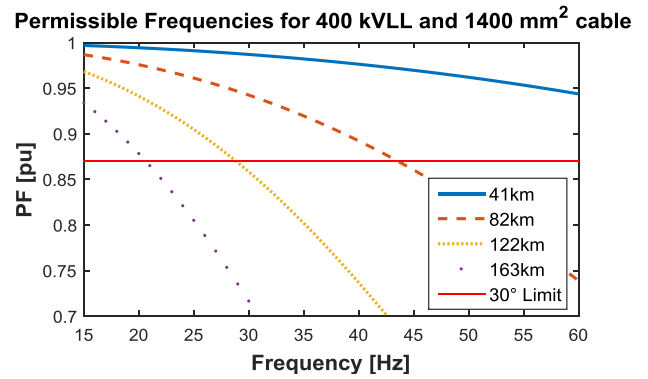


Figure 6. Variation du facteur de puissance en fonction de la fréquence pour quatre distances différentes du même conducteur : 1400 mm<sup>2</sup> à 400 kV.

Les effets capacitifs dans le câble, compte tenu de la longueur de celui-ci, mènent à une baisse de la fréquence maximale admissible. Pour un câble de 122 km par exemple, il est possible de fonctionner jusqu'à une fréquence de 28 Hz. Tandis que pour un câble de 41 km, cette fréquence peut être supérieure à 60 Hz. Cette distance de 41 km correspond à la distance moyenne des réseaux AC actuels.

Les résultats de l'algorithme sont présentés dans le tableau 2 avec différentes sections de câbles et sous différents niveaux de tension. Les distances de 1 à 4 font référence aux distances de la figure 6. Il est possible d'observer que les fréquences admissibles ne dépendent pas directement du niveau de tension ni de la section du câble. Cet effet vient du fait de la relation linéaire entre la fréquence et les paramètres réactifs du câble ( $j\omega L$  ou  $j\omega B$ ).

Tableau 2. Résultats de l'algorithme de variation de fréquence pour des distances proportionnelles à la distance maximale.

|                      |            | 220 kV | 275 kV | 330 kV | 400 kV |
|----------------------|------------|--------|--------|--------|--------|
| 500 mm <sup>2</sup>  | distance-1 | >60    | >60    | -      | -      |
|                      | distance-2 | 43     | 43     | -      | -      |
|                      | distance-3 | 28     | 28     | -      | -      |
|                      | distance-4 | 20     | 20     | -      | -      |
| 630 mm <sup>2</sup>  | distance-1 | >60    | >60    | >60    | >60    |
|                      | distance-2 | 43     | 43     | 43     | 43     |
|                      | distance-3 | 28     | 28     | 28     | 28     |
|                      | distance-4 | 20     | 20     | 20     | 20     |
| 800 mm <sup>2</sup>  | distance-1 | >60    | >60    | >60    | >60    |
|                      | distance-2 | 42     | 43     | 44     | 44     |
|                      | distance-3 | 27     | 28     | 28     | 28     |
|                      | distance-4 | 20     | 20     | 20     | 20     |
| 1000 mm <sup>2</sup> | distance-1 | >60    | >60    | >60    | >60    |
|                      | distance-2 | 42     | 43     | 43     | 43     |
|                      | distance-3 | 27     | 28     | 28     | 28     |
|                      | distance-4 | 20     | 20     | 20     | 20     |
| 1200 mm <sup>2</sup> | distance-1 | >60    | >60    | >60    | >60    |
|                      | distance-2 | 40     | 42     | 43     | 43     |
|                      | distance-3 | 26     | 27     | 28     | 28     |
|                      | distance-4 | 19     | 20     | 20     | 20     |
| 1400 mm <sup>2</sup> | distance-1 | >60    | >60    | >60    | >60    |
|                      | distance-2 | 40     | 42     | 43     | 43     |
|                      | distance-3 | 26     | 27     | 28     | 28     |
|                      | distance-4 | 19     | 20     | 20     | 20     |
| 1600 mm <sup>2</sup> | distance-1 | >60    | >60    | >60    | >60    |
|                      | distance-2 | 40     | 42     | 43     | 43     |
|                      | distance-3 | 26     | 27     | 28     | 28     |
|                      | distance-4 | 19     | 20     | 20     | 20     |

Il ressort de ces résultats que des fréquences comprises entre 15 Hz et 60 Hz peuvent être utilisées dans un réseau offshore sous-marin. Cette idée, en plus du comportement observé dans la figure 6, introduit l'hypothèse suivante : il est possible de faire varier la fréquence du réseau selon les changements de puissances mesurés (puissances générées ou consommées) afin d'optimiser les flux de puissance du réseau et minimiser ses pertes. La fréquence maximale dépend donc de la distance du conducteur, de la valeur de ses paramètres et du FP au point d'accordement.

#### 4 RÉSULTATS DE SIMULATION

L'objectif de cette partie est de valider les équations développées dans l'algorithme sous EMTP-RV. Le circuit de la figure 2 est reproduit dans le logiciel. Les variables connues sont I2 et V1 : le courant I2 étant calculé avec l'algorithme MATLAB pour fixer la valeur de la puissance générée. V1 correspond à la valeur de la tension nominale du câble.

Les valeurs de la tension V2 (côté génération) et du courant I1 (côté nœud bilan) obtenues en simulation, sont comparées avec les valeurs qui ont été obtenues dans l'algorithme. Ces variables, inconnues du départ, ont été calculées en utilisant deux types de câble : un modèle PI et un modèle WB.

Les erreurs entre les résultats de l'algorithme et chaque modèle ont été calculées avec les équations suivantes :

$$\Delta X = \frac{X_{algorithme} - X_{modèle}}{X_{algorithme}} \cdot 100 \quad (6)$$

Dans l'équation ci-dessus, X représente la variable de tension ou de courant. L'erreur des phases est calculée selon :

$$\Delta Angle = \frac{Angle_{algorithme} - Angle_{modèle}}{360^\circ} \cdot 100 \quad (7)$$

Les résultats de simulation sur courant I1 sont présentés dans le Tableau 3.

Tableau 3. Erreur des résultats de courant. Comparaison de l'algorithme avec le modèle PI et avec le modèle Wide-Band (WB).

|                     |    | 220 kV          |                  | 275 kV          |                  | 330 kV          |                  | 400 kV          |                  |
|---------------------|----|-----------------|------------------|-----------------|------------------|-----------------|------------------|-----------------|------------------|
|                     |    | $\Delta I1$ [%] | $\Delta ang$ [%] | $\Delta I1$ [%] | $\Delta ang$ [%] | $\Delta I1$ [%] | $\Delta ang$ [%] | $\Delta I1$ [%] | $\Delta ang$ [%] |
| 500mm <sup>2</sup>  | PI | 0.10            | 0.35             | 0.00            | 0.00             | -               | -                | -               | -                |
|                     | WB | 10.04           | 0.16             | 5.02            | 0.22             | -               | -                | -               | -                |
| 630mm <sup>2</sup>  | PI | 0.09            | 0.32             | 0.09            | 0.32             | 0.09            | 0.32             | 0.00            | 0.00             |
|                     | WB | 10.60           | 0.13             | 5.30            | 0.20             | 3.81            | 0.19             | 2.51            | 0.11             |
| 800mm <sup>2</sup>  | PI | 0.09            | 0.29             | 0.09            | 0.29             | 0.09            | 0.29             | 0.09            | 0.29             |
|                     | WB | 11.24           | 0.46             | 3.49            | 0.98             | 4.34            | 0.10             | 2.73            | 0.12             |
| 1000mm <sup>2</sup> | PI | 0.08            | 0.27             | 0.08            | 0.27             | 0.08            | 0.27             | 0.08            | 0.27             |
|                     | WB | 12.72           | 0.48             | 6.95            | 0.25             | 4.19            | 0.16             | 3.08            | 0.08             |
| 1200mm <sup>2</sup> | PI | 0.06            | 0.25             | 0.06            | 0.22             | 0.06            | 0.21             | 0.06            | 0.21             |
|                     | WB | 22.33           | 0.96             | 12.6            | 0.47             | 7.84            | 0.31             | 4.85            | 0.17             |
| 1400mm <sup>2</sup> | PI | 0.06            | 0.25             | 0.00            | 0.00             | 0.06            | 0.21             | 0.00            | 0.00             |
|                     | WB | 23.91           | 1.09             | 13.9            | 0.53             | 8.26            | 0.29             | 5.19            | 0.21             |
| 1600mm <sup>2</sup> | PI | 0.06            | 0.25             | 0.06            | 0.20             | 0.06            | 0.19             | 0.06            | 0.20             |
|                     | WB | <b>25.21</b>    | 1.22             | 14.6            | 0.57             | 8.86            | 0.38             | 5.64            | 0.19             |

À titre d'exemple, les allures des signaux correspondant à l'erreur la plus grande obtenues avec les résultats des courants, sont représentées dans la figure 7.

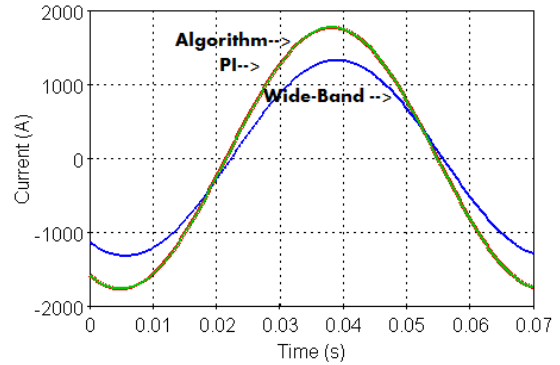


Figure 7. Comparaison des allures de courant obtenues en simulant le câble de 1600 mm<sup>2</sup> à 220 kV.

Les résultats de l'algorithme suivent le même comportement du modèle PI en simulation, ce qui valide le fonctionnement correct de l'algorithme. Néanmoins, sa comparaison avec le modèle WB (considéré comme le plus précis) présente une erreur qui s'accroît quand les distances simulées sont plus grandes. En effet, les câbles de 1600, 1400 et 1200 mm<sup>2</sup> à 220 kV conduisent respectivement aux distances maximales de 409, 407 et 403 km et sont aussi celles qui mènent à l'erreur la plus importante face au modèle WB. En terme de courant, l'algorithme peut être considéré comme précis jusqu'à des distances de l'ordre de 300 à 350 km. Au-delà, l'erreur obtenue devient importante (plus de 20 % d'erreur) pour une tension appliquée de 220 kV.

Pour la tension V2, le tableau des résultats est le suivant :

Tableau 4. Erreur des résultats detensions. Comparaison de l'algorithme avec le modèle PI et avec le modèle Wide-Band (WB).

|                     |    | 220 kV          |                  | 275 kV          |                  | 330 kV          |                  | 400 kV          |                  |
|---------------------|----|-----------------|------------------|-----------------|------------------|-----------------|------------------|-----------------|------------------|
|                     |    | $\Delta V2$ [%] | $\Delta ang$ [%] | $\Delta V2$ [%] | $\Delta ang$ [%] | $\Delta V2$ [%] | $\Delta ang$ [%] | $\Delta V2$ [%] | $\Delta ang$ [%] |
| 500mm <sup>2</sup>  | PI | 0.01            | 0.02             | 0.00            | 0.00             | -               | -                | -               | -                |
|                     | WB | 6.92            | 3.55             | 4.07            | 2.32             | -               | -                | -               | -                |
| 630mm <sup>2</sup>  | PI | 0.01            | 0.03             | 0.01            | 0.03             | 0.01            | 0.02             | 0.00            | 0.03             |
|                     | WB | 7.02            | 2.53             | 4.48            | 2.52             | 3.25            | 1.88             | 2.34            | 1.36             |
| 800mm <sup>2</sup>  | PI | 0.01            | 0.02             | 0.01            | 0.01             | 0.01            | 0.02             | 0.00            | 0.00             |
|                     | WB | 8.79            | 4.38             | 5.46            | 2.86             | 3.60            | 2.06             | 2.53            | 1.47             |
| 1000mm <sup>2</sup> | PI | 0.02            | 0.04             | 0.01            | 0.01             | 0.00            | 0.00             | 0.01            | 0.03             |
|                     | WB | 9.73            | 4.75             | 5.65            | 3.07             | 3.40            | 0.93             | 2.71            | 1.57             |
| 1200mm <sup>2</sup> | PI | 0.02            | 0.05             | 0.01            | 0.03             | 0.01            | 0.02             | 0.01            | 0.01             |
|                     | WB | 16.1            | 7.12             | 9.77            | 4.77             | 6.35            | 3.36             | 4.28            | 2.37             |
| 1400mm <sup>2</sup> | PI | 0.03            | 0.05             | 0.02            | 0.03             | 0.02            | 0.03             | 0.00            | 0.08             |
|                     | WB | 17.0            | 7.56             | 10.6            | 5.04             | 6.82            | 3.56             | 2.89            | 0.10             |
| 1600mm <sup>2</sup> | PI | 0.03            | 0.06             | 0.01            | 0.03             | 0.02            | 0.03             | 0.01            | 0.01             |
|                     | WB | <b>17.8</b>     | 7.87             | 11.1            | 5.29             | 7.27            | 3.74             | 4.86            | 2.64             |

L'erreur obtenue entre les amplitudes de tension est moins importante que celle obtenue avec les courants. Mais dans ce cas, l'erreur sur l'angle est plus élevée. De la même façon que pour les courants, l'erreur s'accroît avec l'augmentation de la distance. L'erreur la plus importante est obtenue pour le câble de 1600 mm<sup>2</sup> à 220 kV.

Ainsi les résultats montrent que l'erreur de l'algorithme pour des câbles à 220 kV et plus de 400 km de distance est autour de 20%. La précision à ce niveau de tension s'améliore pour des distances comprises entre 300 et 350 km (autour de 10% d'erreur). Dans le cas de grandes distances de transport électrique les pertes sont aussi assez importantes, la solution retenue habituellement est d'augmenter le niveau de tension. Par rapport à la performance de l'algorithme, l'utilisation des câbles aux niveaux de tension supérieurs à 220 kV entraîne des erreurs inférieures à 10 % par rapport au modèle WB, ce qui est acceptable pour les développements faits en utilisant MATLAB. Dans cet article, nous avons vu qu'il est possible de faire varier la fréquence pour réduire les pertes.

## 5 CONCLUSIONS

Avec l'utilisation de la basse fréquence AC, il est possible de développer un réseau constitué de câbles sous-marins dont les longueurs seraient supérieures à 300 km.

Une méthode de calcul de distance maximale à basse fréquence a été développée dans cet article. Sa précision a été testée en utilisant plusieurs modèles de câbles sous-marins et les résultats ont été comparés en simulation avec le logiciel EMTP-RV. La distance maximale du transport dépend de la section du câble et du niveau de tension appliqué. Ces travaux proposent un outil d'analyse de sensibilité.

La méthode développée sera utilisée pour des analyses d'optimisation du transfert de puissance dans les réseaux sous-marins. Une plage de fréquence a été identifiée pour des distances fixes de câbles. Cela permet d'optimiser la performance du réseau et d'adapter la puissance en changeant la fréquence.

Dans cette perspective, l'objectif est de créer une autre méthode, regroupant l'optimisation et la variation de la fréquence, pour minimiser les pertes et donc optimiser les échanges de puissance dans un réseau électrique.

## 6 RÉFÉRENCES

- [1] European Wind Energy Association, «EWEA Pure Power 2011,» 11 2011. [En ligne]. Available: [http://www.ewea.org/fi/leadadmin/ewea\\_documents/documents/publications/reports/Pure\\_Power\\_III.pdf](http://www.ewea.org/fi/leadadmin/ewea_documents/documents/publications/reports/Pure_Power_III.pdf). [Accès le 13 01 2015].
- [2] J. Cowdrey, «The War of the Currents,» *Home Power*, n° 111, pp. 88-92, 2006.
- [3] N. Qin, S. You, Z. Xu et V. Akhmatov, «Offshore Wind Farm Connection with Low Frequency AC Transmission Technology,» *Power & Energy Society General Meeting IEEE*, 2009.
- [4] M. Petit, S. Bacha, X. Guillaud, H. Morel, D. Planson et B. Raison, «Les Réseaux HVDC multi-terminaux : des défis multiples en génie électrique,» chez *Symposium de Génie Electrique*, Cachan, 2014.
- [5] W. Fischer, R. Braun et I. Erlich, «Low frequency high voltage offshore grid for transmission of renewable power,» chez *novative Smart Grid Technologies (ISGT Europe), 3rd IEEE PES International*, 2012.
- [6] D. Michael C., *Electric Railways 1880-1990*, London: Institution of Engineering and Technology, 2008.
- [7] B. Bhargava, «Benefits of a low frequency, low voltage railway electrification system,» chez *Proceedings of the Railroad Conference*, 1996.
- [8] C. Mau, K. Rudion, A. Orths, P. Eriksen, H. Abildgaard et Z. Styczynski, «Grid connection of offshore wind farm based DFIG with low frequency AC transmission system,» chez *Power and Energy Society General Meeting*, 2012.
- [9] X. Wang et X. Wang, «Feasibility study of fractional frequency transmission system,» chez *Power Systems, IEEE Transactions on*, 1996.
- [10] P. B. Wyllie, Y. Tang, L. Ran, T. Yang et J. Yu, «Low Frequency AC Transmission - Elements of a Design for Wind Farm Connection,» *AC and DC Power Transmission, 11th IET International Conference*, pp. 1-5, 2015.
- [11] X. Wang, X. Wei et Y. Meng, «Experiment on Grid-Connection Process of Wind Turbines in Fractional Frequency Wind Power System,» chez *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, 30, 22-31, 2015.
- [12] H. Chen, M. H. Johnson et D. C. Aliprantis, «Low-Frequency AC Transmission for Offshore Wind Power,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 28, n° 14, pp. 2236-2244, 2013.
- [13] A. Garcés et M. Molinas, «A Study of Efficiency in a Reduced Matrix Converter for Offshore Wind Farms,» *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 59, n° 11, pp. 184-193, 2012.
- [14] N. Holtmark et M. Molinas, «Matrix converter efficiency in a high frequency link offshore WECS,» *37th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, pp. 1420-1425, 2011.
- [15] H. Wrede et N. Umbricht, «Development of a 413 MW railway power supply converter,» *35th Annual Conference of IEEE*, pp. 3587-3592, 2009.
- [16] T. Funaki et K. Matsuura, «Feasibility of the low frequency AC transmission,» chez *Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. IEEE*, 2000.
- [17] ABB, «Technical Data for XLPE Submarine Cable Systems - Rev 5,» ABB, 12 04 2011. [En ligne]. Available: [http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/ba4df833d6cb8d46dc1257c0b002b3702/\\$file/XLPE+Submarine+Cable+Systems+2GM5007+.pdf](http://www04.abb.com/global/seitp/seitp202.nsf/0/ba4df833d6cb8d46dc1257c0b002b3702/$file/XLPE+Submarine+Cable+Systems+2GM5007+.pdf). [Accès le 08 04 2015].
- [18] J. J. Grainger et W. D. J. Stevenson, *Power System Analysis*, Singapore: McGraw-Hill, Inc., 1994, pp. 335-337.
- [19] T. Funaki et K. Matsuura, «Feasibility of the low frequency AC transmission,» chez *Power Engineering Society Winter Meeting, 2000. IEEE*, 2000.