

## ETUDE DES ARCHITECTURES ELECTRIQUES ET GESTION D'ENERGIE D'UN PARC EOLIEN OFFSHORE

DAHMANI, Ouahid  
Mél: ouahid.dahmani@univ-nantes.fr

**Résumé :** L'implantation d'éoliennes en mer est récente en Europe et émergente en France. Cette technologie est très attractive par sa performance élevée de production, vu que le vent en offshore est plus fort et plus régulier. Cependant, ce développement induit de nombreux défis à résoudre sur l'architecture du réseau électrique du parc éolien, d'une part techniques : la qualité, la redondance, la fiabilité, la gestion... ; et d'autre part économique, sachant que le coût de certaines solutions technologiques peut évoluer rapidement [1]. L'architecture électrique englobe le système complet : la chaîne de conversion électromécanique, le raccordement inter-éoliennes, la sous-station électrique en offshore, la transmission jusqu'au poste de livraison et la gestion d'énergie dans le parc. L'objectif est de proposer des architectures électriques optimisant l'efficacité énergétique du site de production en minimisant les pertes dans le réseau ainsi que l'investissement. L'approche proposée est basée sur deux méthodes d'optimisation : l'algorithme génétique et l'algorithme de Prim. L'outil développé permet de trouver la topologie optimale de raccordement inter-éoliennes avec des câbles en moyenne tension à sections variables, le nombre de sous-stations électriques ainsi que leurs emplacements qui minimisent la compensation du réactif et enfin le mode de connexion optimal (nombre de câbles, sections...) entre les sous-stations électriques en mer et celle à terre avec des câbles en haute tension.

**Mot clés :** *Algorithme Génétique, parc éolien offshore, optimisation, algorithme de Prim, load flow.*

**Collaborations :** STX France Solutions (Contrat CIFRE).

### 1 Introduction

L'augmentation des besoins planétaires en énergie électrique, couplée à une prise de conscience massive des enjeux écologiques, poussent aujourd'hui l'ensemble des politiques et industriels à trouver de nouvelles voies de fourniture d'énergie, et notamment d'énergie électrique. Parmi les sources renouvelables envisagées et convoitées, l'énergie éolienne est celle qui a le plus fort potentiel énergétique. Dans ces développements, l'éolien offshore présente un formidable potentiel, en particulier en France, où le gisement est estimé à 477TWh/an [2]. Le prix du kilowattheure produit par cette technologie est directement lié à l'investissement initial qui est nettement supérieur comparé à un parc terrestre de même puissance. À l'inverse, l'efficacité de production d'un parc éolien en offshore (PEO) est meilleure. Cependant, le rendement de production et l'investissement dépendent de la topologie du réseau électrique choisie pour le PEO. La disposition globale de ce réseau est illustrée dans la Figure 1.

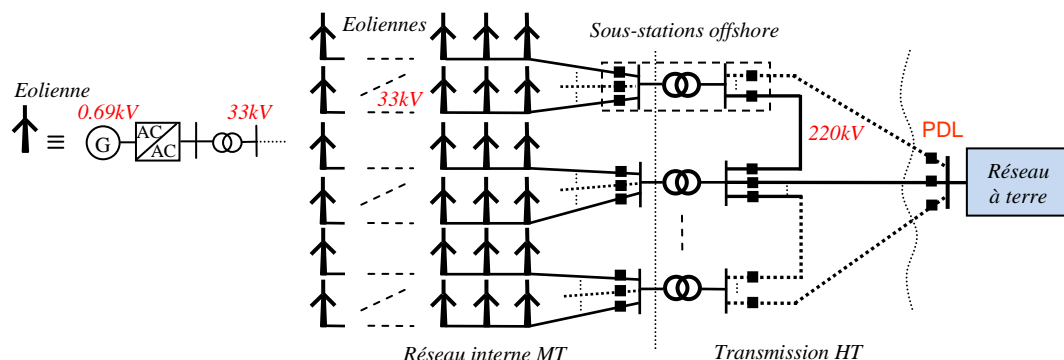


Figure 1. Réseau électrique d'un parc éolien offshore.

La sortie basse tension (LV) de chaque générateur d'éolienne (typiquement 690V) est reliée à un convertisseur de puissance puis à un transformateur élévateur en moyenne tension (MT) généralement en 33kV. Ensuite, chaque groupe d'éoliennes est raccordé à une ou plusieurs sous stations électriques en offshore (SSEO) à travers des câbles électriques sous-marins MT, l'ensemble constitue le réseau interne [3]. La puissance recueillie sur chaque SSEO est transmise au point de livraison à terre (PDL) en haute tension, soit en HVAC

(High Voltage Alternative Current) ou en HVDC (High Voltage Direct Current). Dans cette étude on considère que le raccordement est en HVAC. L'objectif de cet article est de développer un outil d'aide à la décision lors de l'étape de planification de l'architecture du réseau électrique d'un parc éolien offshore prenant en compte la vitesse moyenne du vent dans le site. Plusieurs travaux en [4], [5], [6] et [7] ont été menés dans ce sens en utilisant différentes méthodes d'optimisation.

## 2 Formulation du problème d'optimisation

Le but de l'optimisation est de trouver l'architecture électrique optimale du réseau du PEO (dimensionnement optimal) qui répond à deux objectifs principaux qui sont de : minimiser l'investissement et les pertes dans le réseau électrique. Cette optimisation est effectuée sous certaines contraintes techniques pour garantir un fonctionnement normal du réseau ; premièrement la tension dans chaque nœud du réseau doit être comprise dans l'intervalle  $\pm 5\%$  de la tension nominale. Ensuite, la puissance transitée dans chaque segment de câble du réseau doit être inférieure à la puissance limite du câble (cette contrainte est aussi appliquée aux transformateurs des SSEO). Enfin, le facteur de puissance doit être approximativement unitaire au PDL. Une architecture électrique optimale inclue :

- La meilleure topologie de raccordement des éoliennes du côté moyenne tension,
- Le nombre, la puissance et le positionnement optimal des sous stations en mer,
- La meilleure topologie de raccordement des SSEO du côté haute tension.

Une topologie de raccordement est une carte de connexion qui représente tous les nœuds du réseau à connecter par des câbles à section variable soit en MT ou HT. Le choix de la section adéquate et le nombre de câbles à mettre en parallèle pour raccorder deux nœuds du réseau dépendent de la puissance à transiter à travers cette liaison. Mathématiquement le problème d'optimisation peut être formulé comme suit :

$$\begin{aligned} \text{Min} \quad & F_{obj} \\ & = \left[ \frac{r(1+r)^T}{(1+r)^T - 1} \cdot \text{Invest} + C_{pertes} \right] \end{aligned} \quad (1)$$

$$\text{S.t :} \quad S_{i,j} \leq S_{Cmax}(c_s), i=1, \dots, N, j \in N \quad (2)$$

$$S_{Tm} \in [S_{Tmin}, S_{Tmax}], m=1, \dots, n_{sseo} \quad (3)$$

$$-5 \leq \Delta V_{max}(\%) \leq +5 \quad (4)$$

$$0.98 \leq PF_{PDL} \leq 1 \quad (5)$$

$$\text{Positions des SSEO} \in \text{l'intervalle } l_d \quad (6)$$

La fonction objective  $F_{obj}$  choisie représente d'une part l'investissement  $\text{Invest}$  et d'autre part, le coût de l'énergie non transmise  $C_{pertes}$  à cause des pertes électriques dans le réseau. Ces deux termes sont évalués sur la durée de vie totale du parc éolien  $T$ , fixée à 20 ans. Dans l'investissement est représenté : le coût des câbles MT et HT à sections variables, le coût du transformateur de la SSEO, le coût des compensations, le coût des armoires de protection pour tous les départs de câbles et le coût de la plateforme de la SSEO. L'investissement est payé sur la durée de vie  $T$  avec un taux d'intérêt des banques  $r$  fixé à 4 % [8].  $S_{i,j}$  est la puissance transitée dans la liaison entre les nœuds «  $i$  » et «  $j$  » parmi les  $N$  nœuds du réseau, qui doit être inférieure à la limite  $S_{Cmax}(c_s)$  qui dépend de la section du câble  $c_s$ .  $S_{Tm}$  est la puissance apparente du transformateur de chaque sous station en mer «  $m$  », qui doit être dans l'intervalle initialement défini  $[S_{Tmin}, S_{Tmax}]$ . L'équation (2) permet aussi de varier le nombre d'éoliennes raccordées par groupe. Les équations (4) et (5) vérifient les contraintes de tension et facteur de puissance. Enfin, l'équation (6) sert à limiter le champ de recherche des positions des SSEO.

Les hypothèses de cette étude sont les suivantes :

- Le nombre et les positions des éoliennes sont fixes,
- Le nombre maximum de SSEO est initialement fixé,
- Les tensions MT et HT sont fixes.
- La durée d'indisponibilité du réseau du PEO due aux pannes et à la maintenance est fixée à 5 % sur la durée de vie totale du PEO.

Chaque topologie de connexion du réseau (MT et HT) est codée avec une matrice d'incidence symétrique  $AM$  de taille  $N \times N$  ( $N$  est le nombre de nœuds dans le réseau). Cette matrice est divisée en quatre sous-matrices (Figure 3) :  $AM_{WT}$ ,  $AM_{SSEO}$ ,  $AM_{SSEO-WT}$  et  $AM_{PDL-SSEO}$  qui représentent respectivement les connexions entre : les éoliennes (de taille  $n_{wt} \times n_{wt}$ ), les sous-stations en mer (de taille  $n_{sseo} \times n_{sseo}$ ), les éoliennes et les SSEO (de taille  $n_{sseo} \times n_{wt}$ ) et enfin les SSEO et le point de livraison à terre (de taille  $1 \times n_{sseo}$ ). Un élément  $AM_{i,j}$  de cette matrice est égal à « 1 » si le nœud «  $i$  » est connecté au nœud «  $j$  », sinon cet élément est nul. Chaque matrice  $AM$  représentera un

individu de l'algorithme génétique (AG). La méthode décrite en [9] et illustrée sur la Figure 2, permet le passage d'une topologie codée avec une matrice  $AM$  à un individu de l'AG. En utilisant cette technique on réduit considérablement le champ de recherche des solutions.

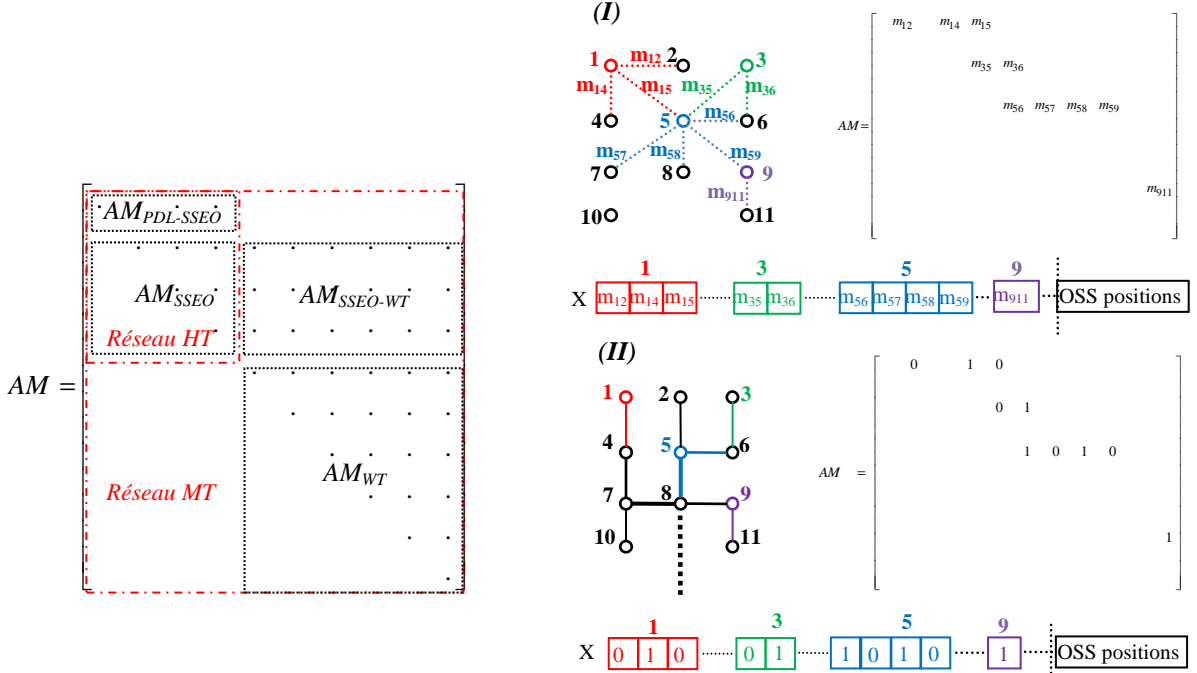


Figure 3. Matrice d'incidence  $AM$ .

Figure 2. Passage de la matrice  $AM$  à un individu  $X$  du l'AG : (I) méthode, (II) exemple d'illustration.

Pour accélérer la convergence de l'AG, l'algorithme de Prim est introduit sous forme d'une optimisation locale dans le côté MT. Cet algorithme est utilisé pour relier les éoliennes et les sous-stations électriques en arbre couvrant de poids minimum.

### 3 Evaluation des pertes dans le réseau électrique du PEO

Les pertes de puissance sont des variables très représentatives lors de l'étape de conception d'un réseau. Ces pertes sont évaluées par un calcul de flux de puissance (Load flow) en utilisant la méthode de Newton-Raphson (NR) pour la résolution caractérisée par le système d'équations suivant [10] :

$$\begin{bmatrix} \Delta P \\ \Delta Q \end{bmatrix} = -[J] \begin{bmatrix} \Delta \theta \\ \Delta V \end{bmatrix} \quad (7)$$

Les câbles et les transformateurs sont modélisés par des diagrammes en  $\Pi$ . Chaque éolienne est modélisée par un nœud PQ. Dans les câbles, les trois types de pertes suivantes sont pris en compte : les pertes Joule dans les conducteurs, les pertes dans l'armure et les pertes dans l'écran.

Les câbles sous-marins HT produisent énormément de réactif à cause de la valeur importante de la capacité shunt ; et le transit de cette puissance réactive dans le réseau augmente les pertes. Afin d'augmenter le rendement, des bobines de compensation sont insérées sur les deux extrémités des câbles HT (c.à.d. aux SSEO (s) et au PDL). Les valeurs de ces compensations sont estimées avant le calcul de l'écoulement de puissance de manière à avoir un facteur de puissance unitaire au PDL, afin de réduire les pertes de puissance.

Ces pertes dépendent de la puissance produite  $P_{wt}(v)$  à chaque éolienne et celle-ci dépend directement de la vitesse du vent  $v$ . La distribution de Rayleigh  $f(v)$  est utilisée pour décrire la distribution de la vitesse du vent traitée comme une variable aléatoire continue. Finalement, les pertes sont évaluées pour une puissance d'éolienne moyenne  $P_{wt,avg}$  par an calculée comme suit (toutes les éoliennes produisent la même puissance) :

$$P_{wt,avg} = \sum_{v=v_{in}}^{v_{out}} P_{wt}(v) f(v) \quad (8)$$

### 4 Résultats et conclusion

Afin de valider la performance du modèle proposé, une étude a été menée sur un parc déjà construit appelé Barrow offshore wind farm (BOWF). Les détails sur le réseau électrique du parc sont donnés dans [11]. L'objectif de cette étude est de démontrer l'existence d'une meilleure topologie du réseau que celle retenue pour

le parc actuel. Les deux architectures (actuelle et proposée) sont montrées sur la Figure 4. Les comparaisons techniques et économiques sont présentées dans le Tableau I et le Tableau II (cet essai est réalisé pour une production nominal des éoliennes).

TABLEAU I. COMPARAISON TECHNIQUE DES DEUX TOPOLOGIES

	Architecture actuelle	Architecture optimisée
Longueur du câble MT [km]	16,85	15,58
Longueur du câble HT [km]	7,56	8,58
Nombre de groupes d'éoliennes	4	3
Nombre d'éoliennes par groupe	{8, 7, 8, 7}	{14, 9, 7}
Pertes [MW]	1,007	0,935
Facteur de puissance au PDL	1,00	1,00
Différence de tension max [%]	1,11	1,02
Production [GWh/an]	294,57	294,82
Compensation à la SSEO [MVar]	5,91	5,44
Compensation au PDL [MVar]	4,14	4,66

TABLEAU II. COMPARAISON ECONOMIQUE DES DEUX TOPOLOGIES

	Architecture actuelle	Architecture optimisée
Investissement [M€]	32,65	31,69
Production sur 20 ans [M€]	1222,09	1223,0881
Prix de revient sur 20 ans [M€]	1189,44	1191,3931
Gain sur l'investissement [M€]	Référence	0,9539
Gain total sur 20 ans [M€]	Référence	1,9536

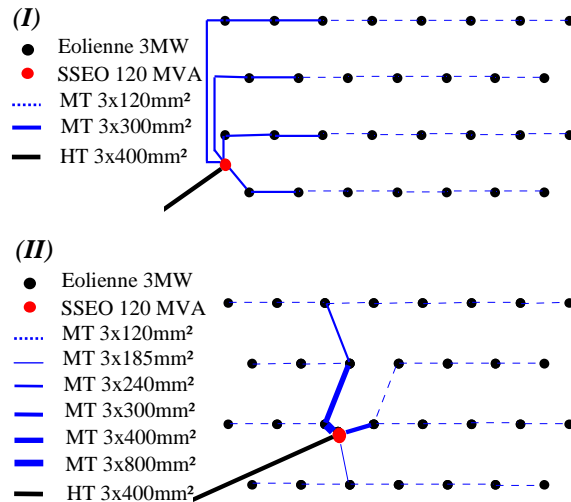


Figure 4. Architectures du réseau de BOWF : (I) Réseau actuel de BOWF, (II) Architecture optimisée (proposée).

L'architecture obtenue par optimisation diffère de celle actuellement construite dans le raccordement du côté moyenne tension (sections et connexions) ainsi que dans le positionnement de la sous station-électrique. L'utilisation des câbles de sections optimales diminue les pertes de 7.15 % ce qui induit une augmentation de l'énergie produite annuellement. Dans l'architecture optimisée, un gain de 954k€ (2.94 %) est réalisé sur l'investissement et un gain de 1M€ (0.08 %) sur le prix de la production par rapport au réseau électrique construit. Finalement, par comparaison du prix de revient des deux réseaux électriques, un profit total de 1.95M€ est réalisé sur la durée de vie du PEO. Cela prouve que l'approche proposée peut être effectivement utilisée pour évaluer l'architecture optimale du réseau d'un PEO. Les travaux futurs porteront premièrement sur la fiabilité du réseau du PEO afin d'améliorer la disponibilité en cas de panne ou de maintenance, en intégrant des redondances dans le réseau.

## Références

- [1] K. Bell, D. Cirio, et al, "Economic and technical criteria for designing future off-shore HVDC grids", IEEE PES, Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe), pp.1-8, Oct 2010.
- [2] "Study of Offshore Wind Energy in the EC", Windtest, 1995 (Joule 1 Project).
- [3] G. Quinonez-Varela, G. W. Ault, O. Anaya-Lara, et J. R. McDonald, « Electrical collector system options for large offshore wind farms », IET, Renewable Power Generation, vol. 1, no. 2, p. 107 –114, June 2007.
- [4] D. D. Li, C. He, and H. Y. Shu, « Optimization of electric distribution system of large offshore wind farm with improved genetic algorithm », IEEE, PES General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, pp. 1 –6, July 2008.
- [5] M. Zhao, Z. Chen, and F. Blaabjerg, « Optimization of electrical system for offshore wind farms via genetic algorithm », IET, Renewable Power Generation, vol. 3, no. 2, pp. 205 –216, June 2009.
- [6] F. M. Gonzalez-Longatt, P. Wall, P. Regulski, and V. Terzija, « Optimal Electric Network Design for a Large Offshore Wind Farm Based on a Modified Genetic Algorithm Approach », IEEE, Systems Journal, vol. 6, no. 1, pp. 164 –172, March 2012.
- [7] H. Lingling, F. Yang, and G. Xiaoming, « Optimization of electrical connection scheme for large offshore wind farm with genetic algorithm », IEEE, Sustainable Power Generation and Supply, pp. 1–4, April 2009.
- [8] M. Zubiaga, G. Abad, J. A. Barrena, « Evaluation and selection of AC transmission lay-outs for large offshore wind farms », European Conference on Power Electronics and Applications, pp. 1-10, September 2009.
- [9] O. Dahmani, S. Bourguet, P. Guerin, M. Machmoum, P. Rhein, L. Josse, « Optimization of the internal grid of an offshore wind farm using Genetic Algorithm », accepted for POWERTECH conference, June 2013.
- [10] M. Zhao, Z. Chen, F. Blaabjerg, « Load flow analysis for variable speed offshore wind farms », IET Renewable Power Generation, vol. 3, no. 2, pp. 120 –132, June 2009.
- [11] Barrow offshore wind farm. [Online]. Available: <http://www.lorc.dk/offshore-wind-farms-map/barrow>.