

Optimisation de l'agencement des turbines dans une ferme d'hydroliennes

Eyman Fakhri¹, Jérôme Thiébot¹, Hamid Gualous¹, Mohamed Machmoum², Salvy Bourguet²

¹ Laboratoire Universitaire des Sciences Appliquées de Cherbourg, 'Université de Caen Normandie, 50130 Cherbourg, France

² IREENA (Institut de Recherche en Énergie Électrique de Nantes Atlantique), 'Université de Nantes, 44602 Saint Nazaire, France

RESUME – Cet article présente une méthode d'optimisation par algorithme génétique de l'agencement des turbines dans une ferme d'hydroliennes. La méthode d'optimisation prend en compte le coût des turbines et les coûts d'exploitation et de maintenance. Une méthode semi-analytique est adoptée pour minimiser les interactions négatives entre les turbines causées par les effets de sillage. L'approche d'optimisation est appliquée à un site hydrolien dans le passage du Fromveur. Pour estimer la gain lié à l'optimisation, nous comparerons le coût de production d'énergie de la configuration optimisée à celui obtenu avec un agencement de turbines classique en quinconce.

Mots-clés— *Algorithme génétique, ferme d'hydroliennes, optimisation du positionnement des turbines.*

1. INTRODUCTION

L'énergie consommée au niveau mondial provient à 80 % des énergies fossiles (pétrole, gaz, charbon). Celles-ci représentent la première source d'émissions de gaz à effet de serre, responsable du réchauffement climatique. Des engagements politiques ont été pris au niveau international pour réduire la consommation des énergies fossiles. La France s'est engagée à augmenter d'ici 2030 la part des énergies renouvelables dans sa production d'énergie nationale de 19 à 32%. Les énergies marines renouvelables peuvent contribuer à une part significative des nouvelles sources d'énergie n'émettant pas de gaz à effet de serre.

La minimisation du coût de l'énergie produite est l'un des grands défis du développement des énergies renouvelables. En effet, le coût de production moyen reste encore plus élevé que celui des énergies carbonées. Pour minimiser les coûts moyens d'une ferme d'hydroliennes par exemple, plusieurs critères doivent être étudiés durant la phase de planification du projet. Parmi ces critères figurent la densité optimale des machines et leur agencement dans la ferme. Ces éléments ont un fort impact sur la puissance totale produite, ainsi que sur le coût de production de l'énergie.

Avec un modèle numérique d'optimisation du placement des turbines, Funke et al. [1] ont montré que le gain de puissance produite peut augmenter de 33% dans le cas d'un agencement aligné de 256 turbines et de 24% dans le cas d'un agencement aligné de 128 turbines. Cependant, ce type de modèle numérique est très coûteux en termes de temps de calcul. Pour cette raison, des méthodes analytiques ont été développées pour estimer les

vitesse dans les sillages des hydroliennes. Le modèle de Jensen et al. [2] est un exemple de modèle analytique de sillage qui est très utilisé pour l'optimisation de fermes éoliennes. Il a été adapté pour les applications hydrolienne dans [3].

Dans ce travail, nous allons comparer pour 45 hydroliennes, le coût de production d'énergie dans le cas d'une configuration en quinconce avec une configuration optimisée. Chaque configuration sera évaluée en prenant en compte le coût d'installation et d'exploitation de la ferme, le coût des opérations de maintenance ainsi que l'énergie électrique extraite par les turbines. Nous utiliserons le modèle de Jensen pour calculer la vitesse des courants de marée en chaque point dans le sillage. Un algorithme génétique sera utilisé pour obtenir la densité optimale de machines dans la ferme et leurs positionnements optimaux. L'algorithme sera appliqué avec des données hydrodynamiques représentatives du Passage du Fromveur. Ce site hydrolien localisé entre l'archipel de Molène et l'île d'Ouessant, au nord de la mer d'Iroise, constitue le deuxième gisement hydrolien français.

2. FORMULATION DU PROBLEME D'OPTIMISATION

2.1. Modélisation des effets de sillage

La puissance extraite par une turbine hydrolienne varie en fonction de l'amplitude de la vitesse des courants de marée v_0 . La puissance est nulle lorsque v_0 est inférieure à la vitesse minimale (v_{cut-in}). Au-delà de la vitesse nominale (v_{rated}), la puissance produite se stabilise et est égale à la puissance maximale de la turbine (écrêtement de la puissance). Entre ces deux valeurs de vitesse, la puissance mécanique P_m produite par une hydrolienne est égale à :

$$P_m = \frac{1}{2} \cdot C_p(\lambda) \cdot \rho \cdot \pi \cdot D^2 \cdot v^3, \quad v_{cut-in} < v_0 < v_{rated} \quad (1)$$

Où ρ est la densité du fluide, v est la vitesse des courants de marée à l'amont de la turbine et C_p est le coefficient de puissance.

Lo Brutto et al. [4] ont adapté le modèle de Jensen aux applications des turbines hydroliennes et ont constaté que la principale différence entre les éoliennes et les hydroliennes réside dans l'expansion du sillage. Ils ont proposé une relation pour calculer l'expansion du sillage r_w en fonction de la distance à l'aval de la turbine (x), le diamètre D de la turbine et l'intensité de la turbulence ambiante I_0 :

$$r_w = \frac{r_0}{2.59} c(I_0) 5.58 \left(1 - e^{-0.051 \frac{x}{D}}\right) + 1.2 \quad (2)$$

$$c(I_0) = -15.542I_0^2 + 21.361I_0 + 0.2184 \quad (3)$$

Si une turbine j est dans le sillage de plusieurs hydroliennes (superposition de sillages), la vitesse des courants de marée au niveau de cette turbine j est définie par [5] :

$$\left(1 - \frac{u_j}{u_0}\right)^2 = \sum_{i=1}^{N_t} \frac{A_{over,ij}}{A_T} \left(1 - \frac{u_i}{u_0}\right)^2 \quad (4)$$

2.2. Formulation de la fonction objectif :

L'objectif de notre modèle est de produire la plus grande quantité d'énergie au moindre coût. La fonction objectif à évaluer au cours de l'optimisation est exprimée par l'équation (5) [6] :

$$F = \min \left(\frac{C_H + C_{FM}}{E_{ex}} \right) \quad (5)$$

Où C_H est le coût des hydroliennes calculé par (7), C_{FM} représente les coûts d'exploitation et de maintenance, fixés à 158,4 €/kW [7] et E_{ex} est l'énergie électrique extraite par les turbines calculée par (8):

$$C_H = N_H \left(\frac{2}{3} + \frac{1}{3} e^{-0.00174 \cdot N_{MCT}^2} \right) C_{unit} \frac{r(1+r)^T}{[(1+r)^T - 1]} \quad (7)$$

Où C_{unit} est le coût unitaire d'une turbine estimé dans notre cas à 728501 € [8], N_H est le nombre optimal de turbine dans la ferme, r est le taux d'intérêt des banques fixé à 4% dans notre cas et T est la durée de vie du parc éolien (20 ans).

$$E_{ex} = 8760 \cdot P_{TF} \cdot EAF \cdot T \quad (8)$$

Où EAF est le facteur de disponibilité équivalent fixé dans notre étude à 0,95 et P_{FH} est la puissance mécanique annuelle produite par la ferme d'hydroliennes.

2.3. Caractéristiques hydrodynamiques du site d'étude

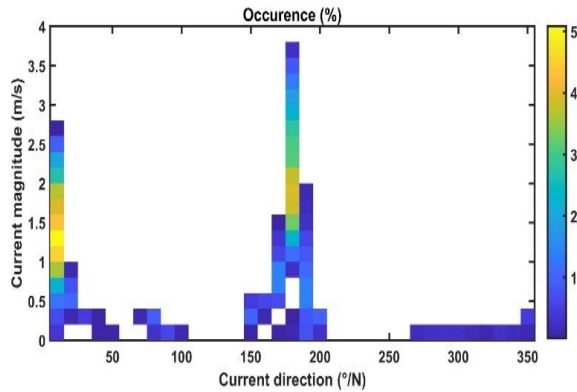


Fig 1. Fréquence d'occurrence de la direction et de l'amplitude des courants de marée.

Pour alimenter l'algorithme d'optimisation, nous avons utilisé des données de vitesse et de direction du courant obtenues à partir du modèle 3D du Passage du Fromveur du SHOM [9]. Ces données sont discrétisées à l'aide d'une matrice qui contient la fréquence d'occurrence pour différentes vitesses et directions (Fig.1). La ferme hydrolienne est centrée sur le point (5,02°W ; 48,26°N). L'axe longitudinal est orienté de 50° par rapport au Nord.

Nous considérons une turbine à axe horizontal de 18 m de diamètre et d'une puissance nominale de 1,5 MW. Le rotor de la turbine est perpendiculaire à la direction des courants de marée. La vitesse de cut-in est de 0.5 m/s tandis que la vitesse nominale

est de 3 m/s.

3. RESULTATS ET DISCUSSION

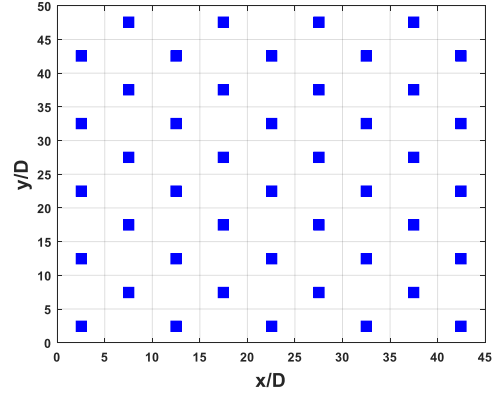


Fig. 2. Agencement d'hydroliennes en quinconce.

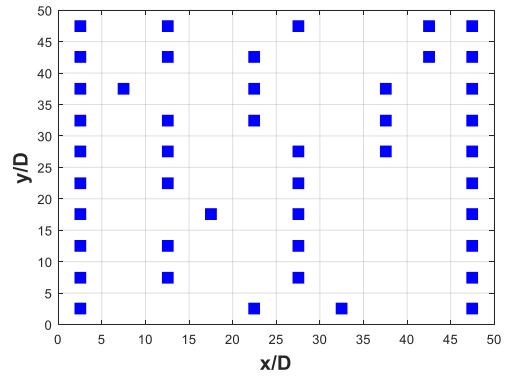


Fig. 3. Agencement des hydroliennes en appliquant le modèle d'optimisation.

Les figures 2 et 3 représentent les deux configurations comparées : celle qui est fixée a priori et celle qui est issue de l'optimisation. La figure 3 montre qu'il est préférable de placer un maximum de turbines de part et d'autre de la ferme car les turbines placées le long de ces deux lignes sont placées alternativement dans une zone d'écoulement libre lors du flot et du jusant. Entre ces deux rangées, l'algorithme recommande des espacements longitudinaux et latéraux optimaux de 12,86D et 6,28D respectivement. Cela confirme les recommandations habituelles consistant à espacer au maximum les turbines dans la direction du courant dominant pour favoriser le rétablissement des vitesses entre deux turbines consécutives. La comparaison entre les deux configurations (en quinconce et optimisée) est synthétisée dans le tableau 1. Le coût de production de l'énergie est estimé à 23.61 €/MWh pour une configuration en quinconce tandis qu'il est de 23.06 €/MWh pour une configuration optimisée.

Tableau 1. Comparaison des deux configurations : en quinconce et avec optimisation.

	Unité	Configuration en quinconce	Configuration avec optimisation
$x_{av}/D ; y_{av}/D$		10 ; 10	12.86 ; 6.28
C_H	M€	40.79	40.79
C_{FM}	M€	10.69	10.69
E_{ex}	GWh/ year	109	111.63
F	€/MWh	23.61	23.06

4. CONCLUSIONS

Dans les fermes d'hydroliennes, le nombre de turbines à installer ainsi que leurs positionnements sont des facteurs importants qui influencent la performance économique de la ferme d'hydroliennes. Dans ce document, nous avons présenté une méthode d'optimisation mono-objectif par algorithme génétique permettant de minimiser le coût de production d'énergie. Nous avons optimisé la disposition des turbines en tenant en compte l'effet du sillage pour maximiser la puissance produite.

- [1] [1] S. W. Funke, P. E. Farrell, and M. D. Piggott, "Tidal turbine array optimisation using the adjoint approach," *Renew. Energy*, vol. 63, pp. 658–673, Mar. 2014.
- [2] [2] N. O. Jensen, "A note on wind generator interaction," Risø National Laboratory, Roskilde, Denmark, Technical Report Risø-M-2411, Nov. 1983.
- [3] [3] M. Palm, R. Huijsmans, M. Pourquie, and A. Sijtsma, "Simple Wake Models for Tidal Turbines in Farm Arrangement," in *29th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering: Volume 3*, Shanghai, China, 2010, pp. 577–587.
- [4] [4] O. A. Lo Brutto, V. T. Nguyen, S. S. Guillou, J. Thiébot, and H. Gualous, "Tidal farm analysis using an analytical model for the flow velocity prediction in the wake of a tidal turbine with small diameter to depth ratio," *Renew. Energy*, vol. 99, pp. 347–359, Dec. 2016.
- [5] [5] G. Mosetti, C. Poloni, and B. Diviacco, "Optimization of wind turbine positioning in large windfarms by means of a genetic algorithm," *J. Wind Eng. Ind. Aerodyn.*, vol. 51, no. 1, pp. 105–116, 1994.
- [6] [6] Z. Ren, Y. Wang, H. Li, X. Liu, Y. Wen, and W. Li, "A Coordinated Planning Method for Micrositing of Tidal Current Turbines and Collector System Optimization in Tidal Current Farms," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 34, no. 1, pp. 292–302, Jan. 2019.
- [7] [7] C. Moles et al., *Energy Technology Reference Indicator (ETRI) projections for 2010-2050*. 2014.
- [8] [8] Y. Dai, Z. Ren, K. Wang, W. Li, Z. Li, and W. Yan, "Optimal Sizing and Arrangement of Tidal Current Farm," *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 9, no. 1, pp. 168–177, Jan. 2018.
- [9] [9] "Courants de marée 3D - Fromveur (Île d'Ouessant) - Courants de marée - Aménagement." [Online]. Available: <https://diffusion.shom.fr/pro/amenagement/courants-de-maree/courant-3d-fromveur.html>. [Accessed: 28-Mar-2019].
- [10]