

Etude du potentiel des voiliers-hydroliennes pour l'alimentation en électricité renouvelable de Saint-Pierre-et-Miquelon

Aurélien BABARIT, Roshamida ABD-JAMIL, Jean-Christophe GILLOTEAUX
LHEEA, Ecole Centrale de Nantes – CNRS, Nantes, France

RESUME –Le voilier-hydrolienne est un concept complémentaire aux turbines éoliennes pour la récupération de l'énergie éolienne en mer. Il consiste en un navire autonome propulsé par le vent et équipé d'hydro-générateurs (hydroliennes) permettant de convertir l'énergie cinétique du navire en électricité. L'électricité est stockée à bord dans des batteries. Dans cette étude, le potentiel de cette technologie pour la fourniture d'électricité à l'île de Saint-Pierre et Miquelon est évalué. Un design de voilier-hydrolienne est présenté (puissance nominale 1.4 MW) ainsi que le mode opératoire et la courbe de puissance du navire. La production d'énergie pour l'année 2017 a été simulée. Les résultats montrent qu'une production d'énergie de l'ordre de plusieurs gigawattheures par an pourrait être atteinte, ce qui indique d'un voilier-hydrolienne déployé sur ce territoire pourrait permettre de contribuer significativement à la réduction de ses émissions de gaz à effet de serre.

Mots-clés—Energies marines renouvelables, éolien offshore, voilier-hydrolienne, stockage, batteries, zone non-interconnecté.

1. INTRODUCTION

Depuis 2016, le laboratoire LHEEA de l'Ecole Centrale de Nantes (CNRS UMR6598) étudie le concept du voilier-hydrolienne pour la récupération de l'énergie du vent en haute mer. Ce concept consiste en un navire à propulsion vélique sous lequel est fixé un ou plusieurs hydro-générateurs (ou hydroliennes) produisant de l'électricité à partir du courant-vitesse [1].

Le navire n'étant pas raccordé, l'électricité produite doit être stockée à bord. Dans cette étude, le système de stockage consiste en des batteries. Une variante consiste à convertir l'électricité sous forme de carburant par la mise en oeuvre d'un procédé de Power-to-Gas/Liquid.

Par rapport aux turbines éoliennes en mer raccordées et posées ou flottantes, le voilier-hydrolienne est complémentaire car il permet d'exploiter la ressource en haute mer. Ce gisement est en effet inaccessible pour les éoliennes car les coûts de raccordement, d'installation et de maintenance seraient prohibitifs [2]. De plus, le voilier-hydrolienne ne nécessite pas de travaux maritimes lourds pour l'installation des équipements (ancrages et fondations, raccordement électrique) ni d'une autorisation d'occupation du domaine maritime, ce qui devrait lui permettre d'être déployable plus rapidement que des turbines éoliennes.

Le concept du voilier-hydrolienne a été breveté dès 1982 [3]. Cependant, il n'a fait l'objet que de très peu d'études scientifiques et techniques, et celles-ci ont été réalisées sur la dernière dizaine d'années [1][4]-[13]. La plupart de ces études ont porté sur la modélisation et l'optimisation des designs de voiliers-hydroliennes. A notre connaissance, la présente étude constitue la première étude de cas visant à évaluer le potentiel de production d'énergie électrique de cette technologie pour une zone non-interconnectée.



Fig. 1. Localisation géographique de l'archipel de Saint-Pierre-et-Miquelon.

La zone non-interconnectée considérée ici est l'archipel de Saint-Pierre-et-Miquelon, Fig. 1. La population de cet archipel était en 2017 de 6 274 habitants. La production électrique y est actuellement assurée à 100% par deux centrales thermiques à fioul (une sur chaque île) [14]. La puissance nominale de la centrale de l'île de Saint-Pierre est de 21 MW (44 749 MWh de production en 2019). Celle de l'île de Miquelon est 5.2 MW (8 079 MWh de production en 2019). Le coût de production de l'électricité y est d'environ 500 €/MWh [15], ce qui particulièrement élevé même pour un territoire non-interconnecté. Enfin, ce territoire a pour ambition d'atteindre entre 28 et 50% d'énergie renouvelable dans la consommation d'électricité en 2023 [15].

L'archipel de Saint-Pierre-et-Miquelon apparaît donc être un territoire idéal pour le déploiement d'un ou plusieurs voiliers-hydroliennes. L'objectif de la présente étude est donc d'évaluer le potentiel de production d'énergie électrique d'un voilier-hydrolienne qui serait déployé sur ce territoire.

La première partie de cet article présente le design du voilier-hydrolienne considéré, le mode d'exploitation envisagé et les courbes caractéristiques de vitesse et production

d'énergie du navire. La seconde partie présente les résultats de la simulation de son exploitation sur une année (2017).

2. METHODES

2.1. Design du voilier-hydrolienne considéré et mode opératoire

Le design du voilier-hydrolienne considéré dans cette étude est présenté sur la Fig. 1. Il consiste en un catamaran de 80 m de long propulsé par 4 rotors Flettner (cylindres verticaux en rotation qui produisent une poussée aérodynamique grâce à l'effet Magnus). La hauteur des rotors est 30 m et leur diamètre est 5m. Le voilier est équipé de deux hydroliennes de 3 m de diamètre pour la production d'électricité. Les autres caractéristiques principales du navire sont fournies dans le Tableau 1.

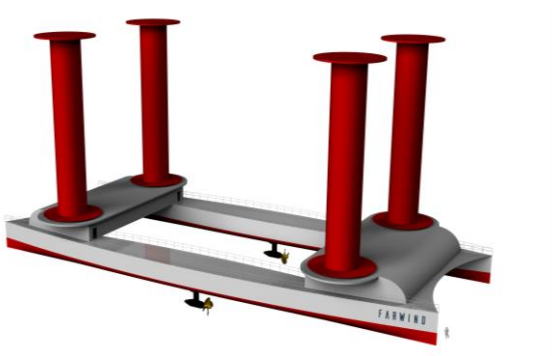


Fig. 2. Vue d'artiste du voilier-hydrolienne.

Tableau 1. Principales caractéristiques du voilier-hydrolienne considéré dans la présente étude.

	Unité	Valeur
Longueur	m	80
Largeur	m	31.7
Déplacement	t	820
Tirant d'eau	m	5.5
Tirant d'air	m	35
Diamètre des rotors	m	5
Hauteur des rotors	m	35
Diamètre des hélices des hydroliennes	m	3
Direction du vent nominal	°	90
Vitesse de vent nominal	m/s	9
Puissance nominale	kW	1 400
Vitesse nominale du navire nominal	m/s	9
Capacité de stockage (batteries)	MWh	28
Rendement stockage	-	85%

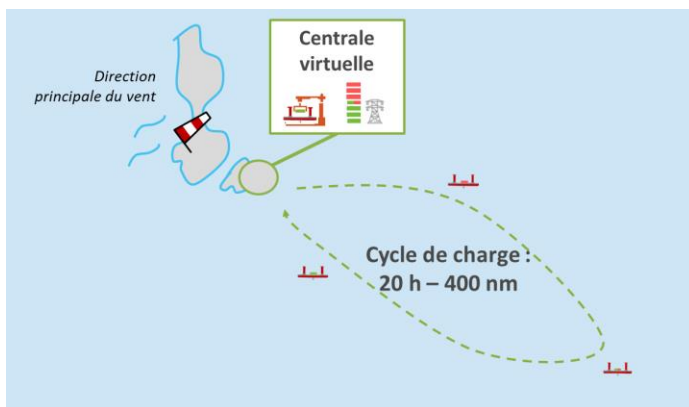


Fig. 3. Mode opératoire des voiliers-hydroliennes pour la fourniture d'électricité à des zones non-interconnectées.

Le mode opératoire envisagé pour la fourniture d'électricité à des zones non-interconnectées est présenté sur la Fig. 3. Le principe est que l'électricité est fournie au réseau à partir d'une centrale électrique virtuelle constituée d'un parc de batteries. Lorsque l'une ou l'autre des batteries est vide, elle est chargée à bord d'un voilier-hydrolienne depuis un terminal portuaire. Ensuite, le voilier-hydrolienne prend la mer afin d'effectuer un cycle de charge. Sous conditions de vent favorable, la durée d'un cycle de charge est de 20 heures. De retour au terminal, les batteries pleines sont débarquées et connectées au réseau ; et des batteries vides sont embarquées avant de commencer un nouveau cycle. Enfin, le nombre de navires permet d'ajuster la production d'énergie par rapport à la demande.

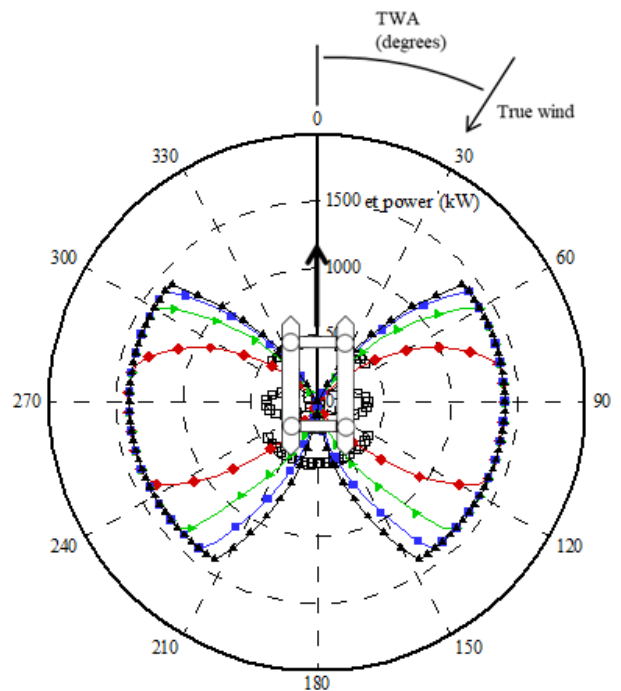
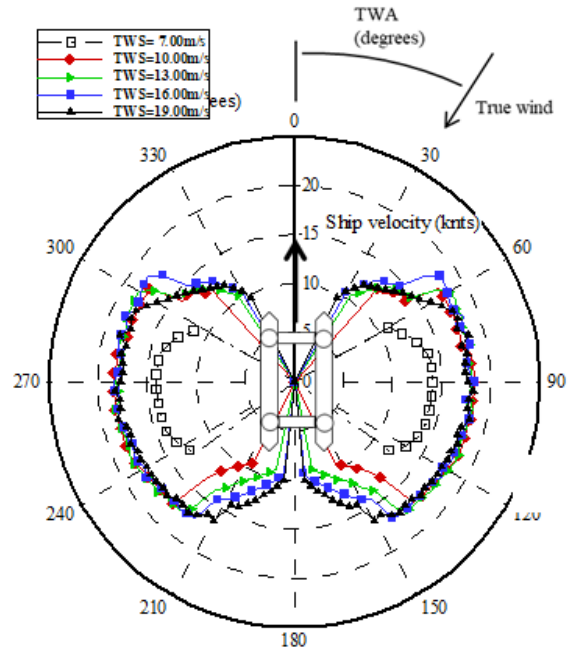


Fig. 4. Polaires de vitesse (en haut) et de production d'énergie (en bas) du voilier-hydrolienne considéré dans cette étude. TWA est l'angle au vent réel, c'est-à-dire l'angle entre la direction d'où vient le vent et l'axe du navire. TWS est la vitesse du vent réel.

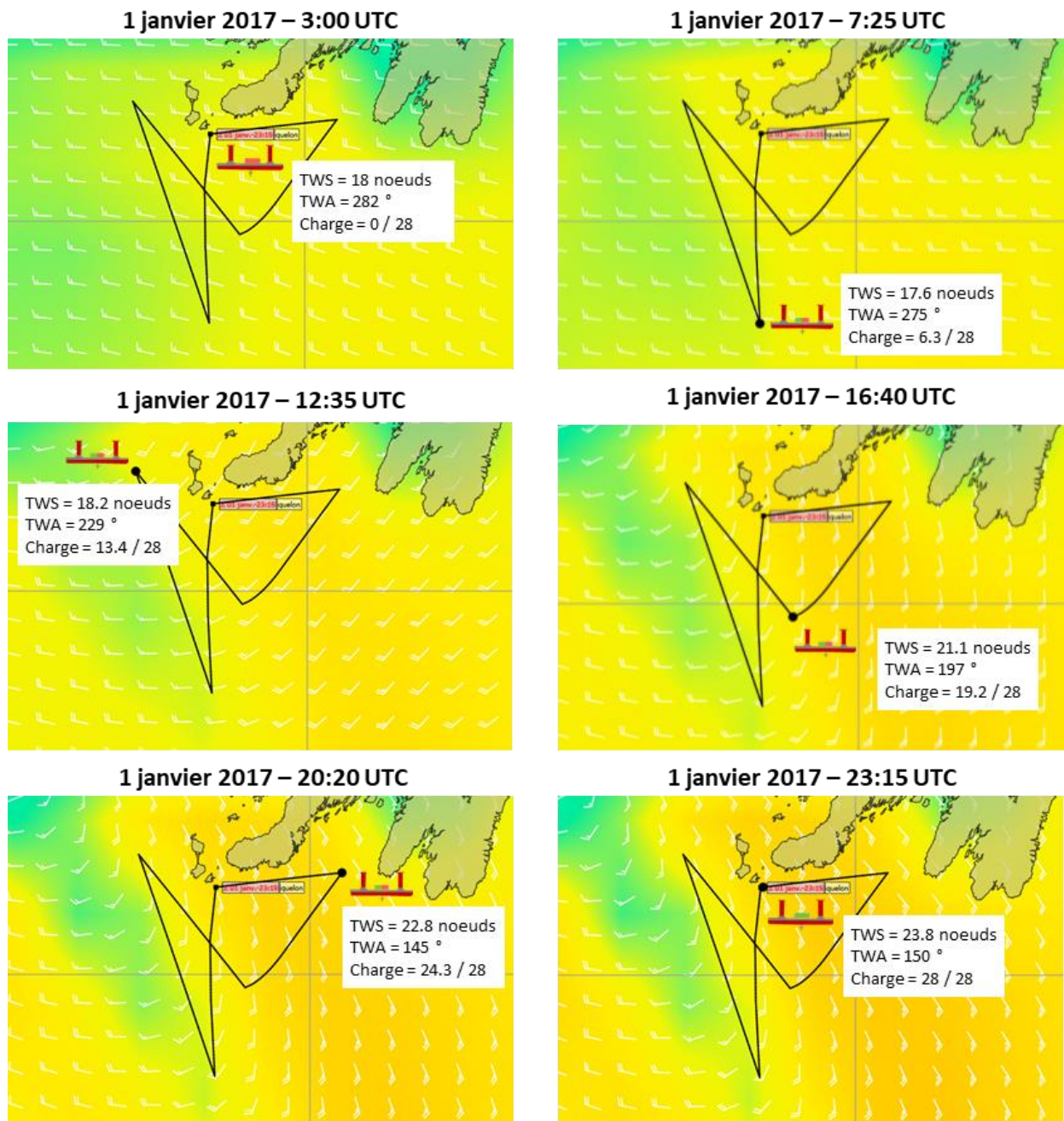


Fig. 5. Illustration de la position du navire et de la météo à différents instants du routage du 1 janvier 2017.

La Fig. 4 présente les polaires de vitesse et de production d'énergie du navire, c'est-à-dire la vitesse ou la production d'énergie en fonction de la force du vent et de la direction du vent par rapport à l'axe du navire. Elles montrent que, le navire étant avant tout un voilier, sa vitesse et sa production dépendent de la force et de la direction du vent. Pour atteindre la puissance nominale (1 400 kW), un vent de travers d'au moins 9 m/s (force 5 sur l'échelle de Beaufort) est nécessaire. Dans ces conditions, la vitesse du navire est de 9 m/s (18 noeuds), ce qui n'en fait néanmoins pas un navire particulièrement rapide vu sa taille (80 m de longueur).

Ces courbes sont basées sur les résultats présentées dans [13] et corrigées afin de prendre en compte le stockage batteries dans la présente étude (alors qu'il s'agit d'un stockage méthanol dans [13]). En effet, dans la présente étude, on a supposé une capacité de stockage de 20h (soit 28 MWh). La densité énergétique des batteries étant d'environ 0.1 kWh/kg, la masse de batteries correspondante est environ 280 t. Or, les polaires de vitesse et de production dans [13] ont été obtenues

pour une version du navire pour laquelle le stockage d'énergie se fait sous forme chimique (production de méthanol via un procédé de power-to-liquid), qui a l'avantage d'être relativement léger. Ainsi, la masse de l'installation de power-to-liquid et des différents réservoirs est estimée à environ 120 tonnes dans [13] pour une capacité de stockage de 7 jours (densité énergétique : 2.2 kWh/kg). Le déplacement du navire en version batteries est donc 160 t plus lourd qu'en version méthanol. Cet alourdissement de 25% du bateau conduit à une trainée hydrodynamique plus importante et donc des performances (vitesse et production d'énergie) réduites. D'après [13], la trainée hydrodynamique représente une perte énergétique de 30%. Alors, pour prendre en compte l'effet de l'alourdissement du navire dans sa version stockage batteries et en supposant en première approximation que la trainée hydrodynamique est proportionnelle au déplacement du navire, les polaires de vitesse et de production d'énergie ont été réduites de 10%.

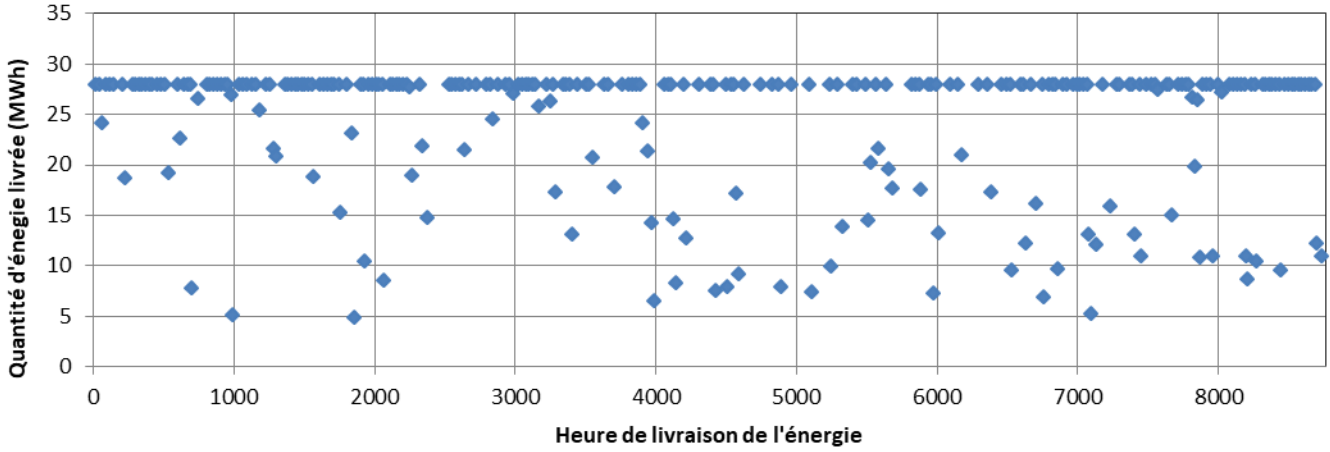


Fig. 6. Estimation des livraisons d'énergie pour l'année 2017 pour un voilier-hydrolienne qui aurait été déployé à Saint-Pierre-et-Miquelon.

2.2. Production d'énergie et facteur de charge

La production d'énergie d'un voilier-hydrolienne dépend de la météo comme pour les éoliennes et les panneaux solaires. Cependant, contrairement à ces derniers, un avantage du voilier-hydrolienne est qu'il est mobile. Sa trajectoire peut donc être optimisée par routage météorologique afin de maximiser la production d'énergie. Pour ce faire, un outil dédié a été développé à partir du logiciel de routage météorologique QtVlm [16]. Ce type de logiciel est couramment utilisé par les navigateurs en course au large pour déterminer la route qui permettent de relier le plus rapidement possible la ligne de départ à la ligne d'arrivée. Les modifications apportées à QtVlm permettent de maximiser le facteur de charge C_F sur une trajectoire fermée (même point de départ et d'arrivée) [12], avec le facteur de charge défini par :

$$C_F = \frac{\int_0^T \tilde{P}(t) dt}{(T + T_0)P_c}$$

Où :

- \tilde{P} est la puissance produite à l'instant t .
- T est la durée de la route
- T_0 est le temps nécessaire au port pour décharger les batteries pleines et charger les batteries vides. Dans la présente étude, ce temps a été fixé à 4h.
- P_c est la puissance nominale (1 400 kW dans cette étude).

La puissance instantanée est interpolée à partir des données de la polaire de production d'énergie (Fig. 4) sauf si les batteries sont pleines :

$$\tilde{P}(t) = \begin{cases} P(TWS, TWA) \text{ si } \int_0^t \tilde{P}(\tau) d\tau < E_0 \\ 0 \text{ si } \int_0^t \tilde{P}(\tau) d\tau \geq E_0 \end{cases}$$

Avec E_0 la capacité de stockage des batteries ($E_0 = 28$ MWh dans cette étude).

On remarquera que le facteur de charge maximum $C_{F,max}$ est égal à :

$$C_{F,max} = \frac{1}{\left(1 + \frac{T_0 P_c}{E_0}\right)}$$

Soit, avec les hypothèses de la présente étude, $C_{F,max} = 83\%$.

2.3. Données météorologiques

Les données météorologiques utilisées proviennent de la base de données ERA-Interim de l'European Centre for Medium-Range Weather Forecasts (ECMWF) [17]. Ce sont des données de réanalyse qui couvrent la période du 1 janvier 1979 au 31 août 2019. Leur résolution spatiale est d'environ 80 km. Dans cette étude, on a considéré l'année 2017.

3. RESULTATS

3.1. Routage du 1 janvier 2017

Pour fixer les idées, on considère le premier cycle de charge de l'année 2017. Le point de départ et d'arrivée du navire est fixé au point de coordonnées GPS $46^{\circ}42'41.6920''$ N, $56^{\circ}6'52.190''$ W. Ce point est situé au Sud-Est du port de Saint-Pierre, à environ 5 miles nautiques (environ 10 kms). On suppose que le navire démarre la production depuis ce point à 3 :00 UTC le 1 janvier 2017.

La Fig. 5 présente le résultat de l'optimisation de route. La charge de la batterie à la fin de la route est 28 MWh, soit 100%. La durée totale de la route est 20 heures et 15 minutes. En prenant en compte les 4 heures de chargement/déchargement, le facteur de charge est 82.5%, très proche du $C_{F,max}$ (83%).

Comme on peut le voir sur la Fig. 5, la trajectoire est constituée de cinq bords, pour lesquels les conditions de vent et le niveau de charge de la batterie évoluent de manière significative (vitesse du vent +30% rotation du vent de 130° entre le départ et l'arrivée). Ce sont ces évolutions importantes qui justifient le recours au routage météorologique. En effet, par comparaison, si le navire avait suivi une route qui aurait consisté en un aller-retour depuis le point de départ vers un point fictif situé à 10 heures de navigation au vent de travers pour les conditions initiales (coordonnées GPS du point fictif $46^{\circ}42'41.7''$ N, $56^{\circ}06'52.1''$ W), le facteur de charge n'aurait été que de 69% et le niveau de charge de la batterie 24.4 MWh au retour (contre 82.5% et 28 MWh avec le routage).

3.2. Simulation de la livraison d'énergie pour l'année 2017.

La Fig. 6 présente la chronologie des livraisons d'énergie par un voilier-hydrolienne qui aurait été déployé à Saint-Pierre-et-Miquelon en 2017. La trajectoire du navire correspondant à chaque livraison a été optimisée comme expliquée ci-dessus. Sur 2017, le voilier-hydrolienne aurait ainsi effectué un total de 269 cycles de charge. Le maximum d'énergie livré est égal à la capacité des batteries. La livraison minimale est 4.9 MWh. La quantité totale d'énergie produite et stockée aurait été de 6 570 MWh, soit une moyenne de 24.4 MWh par livraison (87% de

la capacité maximale). La durée moyenne entre deux livraisons est 32.5 heures.

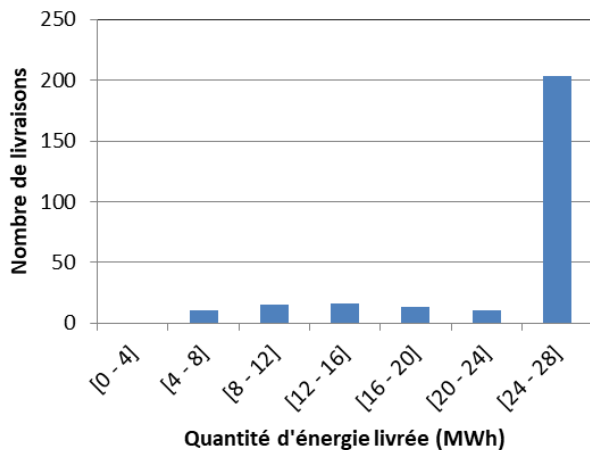


Fig. 7. Statistiques de la quantité d'énergie livrée.

La Fig. 7 présente les statistiques de la quantité d'énergie livrée. Elle montre que la livraison d'énergie est proche ou égale à la capacité maximale de stockage ([24 - 28 MWh]) dans plus de 75% des cas. Dans les autres cas, il apparaît que les livraisons sont d'au moins 4 MWh, et qu'elle se répartissent relativement uniformément dans l'intervalle 4 – 24 MWh.

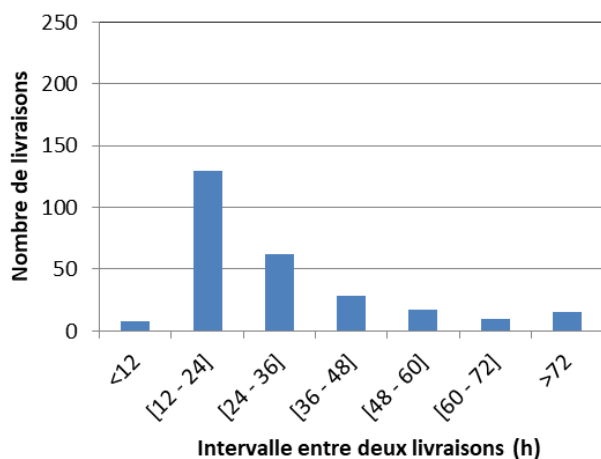


Fig. 8. Statistiques des intervalles de temps entre deux livraisons d'énergie.

La Fig. 8 présente les statistiques pour les intervalles entre deux livraisons. L'essentiel des livraisons (48%) se fait à l'intervalle entre 12 et 24 heures, ce qui est cohérent avec la durée de stockage à puissance nominale (20h). L'intervalle entre deux livraisons est inférieur à 2 jours (48 h) dans plus de 80% des cas. Il est inférieur à 3 jours dans 94% des cas.

On peut observer que la durée de la route est inférieure à 12h pour un dans un petit nombre de cas de routage, ce qui peut s'expliquer par des conditions météorologiques pour lesquelles le vent faiblit, et pour lesquelles il vaut donc mieux rentrer livrer l'énergie plutôt que d'attendre que le vent revienne.

En moyenne annuelle, le facteur de charge 2017 se serait établi à 54% en prenant en compte le temps de chargement/déchargement des batteries (63% hors temps de chargement/déchargement). Ce facteur de charge peut être comparé à celui d'une éolienne offshore qui serait installée au point de départ des navires. Il peut être estimé via l'outil en ligne www.renewables.ninja. Ainsi, pour une éolienne dont la nacelle est située à 80 m au dessus du niveau de la mer, le facteur de charge aurait été de 54% en 2017. Même si les

données météorologiques de l'outil « renewables ninja » sont issues d'un autre modèle météorologique que dans nos routages (MERRA2 dans l'outil vs ERA-Interim dans nos routages), il apparaît que le voilier-hydrolienne permettrait d'obtenir des facteurs de charge similaires à des éoliennes pour ce territoire.

3.3. Puissance injectée sur le réseau

Sur l'année 2017, un voilier-hydrolienne déployé à Saint-Pierre-et-Miquelon aurait permis la production de 6 570 MWh. En prenant en compte le rendement du système de stockage (85%), l'énergie livrée aurait été de 5 580 MWh. La consommation d'énergie de l'île de Saint-Pierre étant de l'ordre de 45 000 MWh (8 000 MWh pour l'île de Miquelon), ce navire aurait permis de couvrir 12% de la consommation d'électricité de Saint-Pierre (70% pour l'île de Miquelon).

En poussant le raisonnement, on pourrait conclure qu'avec 10 navires, on pourrait couvrir l'intégralité de la consommation du territoire. Ce raisonnement est erroné car il ne prend pas en compte la problématique de l'adéquation entre la disponibilité de l'énergie et la demande, ce qui nécessite de considérer le profil de puissance injectée sur le réseau par un voilier-hydrolienne.

La Fig. 9 présente ce profil d'injection pour l'année 2017. Pour l'établir, on a fait l'hypothèse que la puissance fournie au réseau est égale à l'énergie livrée à la dernière livraison divisée par le maximum entre le temps entre (i) la dernière et la prochaine livraison et (ii) le temps de charge des batteries à puissance nominale ($\frac{E_0}{P_c}$) augmentée du temps de déchargement (T_0). On peut voir que bien que le système inclut du stockage, le profil d'injection reste variable en raison de la variabilité des livraisons d'énergie. Notons cependant que la stratégie d'injection considérée n'est qu'une première approche, certainement perfectible. En tout état de cause, pour aller plus loin, il faudrait également s'intéresser au profil de consommation.

4. CONCLUSIONS

Cette étude présente la première estimation de la production d'énergie d'un voilier-hydrolienne pour l'alimentation en électricité de la zone non-interconnectée de Saint-Pierre-et-Miquelon. Les résultats indiquent qu'avec le design considéré, un navire aurait pu fournir 5 580 MWh en 2017 à ce territoire (facteur de charge 54%). Cette quantité d'énergie correspond à 12% de la consommation d'électricité de l'île de Saint-Pierre (70% pour l'île de Miquelon). Il pourrait donc contribuer significativement à la réduction des émissions du territoire, la production d'électricité y étant actuellement intégralement assurée par des centrales thermiques au fioul.

5. REMERCIEMENTS

Ces travaux ont bénéficié du soutien financier de la Région Pays de la Loire via WEAMEC (projet WEVERVER_OPTIROUTE).

6. REFERENCES

- [1] M.F. Platzer, N. Sarigul-Klijn "A novel approach to extract power from free-flowing water and high-altitude jet streams", In Proc. Of the ASME 2009 3rd International conference on energy sustainability Vol. 1, San Francisco, California, USA, 2009
- [2] Offshore wind programme board, Transmission costs for offshore wind - final report, April 2016
- [3] R.E. Salomon "Process of converting wind energy to elemental hydrogen and apparatus therefore". U.S. Patent 4335093A, 1982
- [4] J. Kim, C. Park "Wind power generation with a parawing on ships, a proposal", Energy, Vol. 35, pp. 1425-1432, 2010

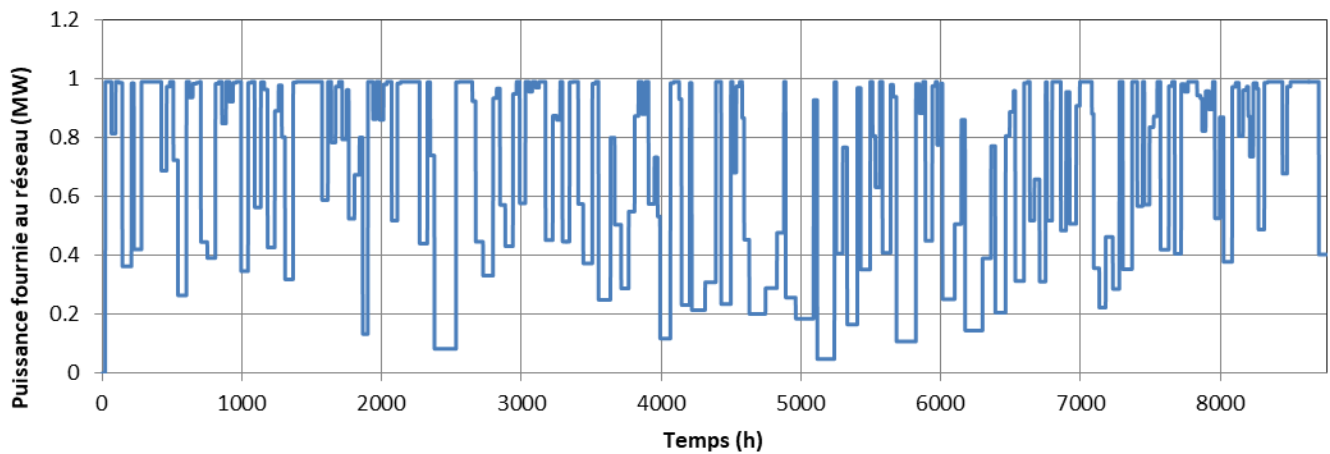


Fig. 9. Profil de puissance qui aurait pu être fournie au réseau en 2017.

- [5] A. Babarit, J.C. Gilloteaux, G. Clodic, M. Duchet, A. Simoneau, M.F. Platzer “Techno-economic feasibility of far offshore hydrogen-producing wind energy converters”. *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 43(15), pp. 7266-7289, 2018
- [6] P.F. Pelz, M. Holl, M. Platzer “Analytical method towards an optimal energetic and commercial wind-energy converter”, *Energy*, Vol. 94, pp. 344-351, 2016
- [7] M.F. Platzer, N. Sarigul-Klijn, J. Young, M.A. Ashraf, J.C.S. Lai “Renewable hydrogen production using sailing ships”, *ASME Journal of Energy Resources Technology*, Vol. 136, 2014
- [8] M. Tsujimoto, T. Uehiro, H. Esaki, T. Kinoshita, K. Takagi, S. Tanaka, H. Yamaguchi, H. Okamura, M. Satou, Y. Minami “Optimum routing of a sailing wind farm”, *Journal of Marine and Science Technology*, Vol. 14, pp. 89-103, 2009
- [9] K. Ouchi, J. Henzie “Hydrogen generation sailing ship: conceptual design and feasibility study”, In Proc. of IEEE OCEANS 2017, 2017
- [10] J.C. Gilloteaux, A. Babarit “Preliminary design of a wind driven vessel dedicated to hydrogen production”, In Proc. of the ASME 36th International Conference on Ocean, Offshore and Arctic Engineering (OMAE2017), Trondheim, Norway, 2017
- [11] A. Babarit, J-C. Gilloteaux, E. Body, J-F. Hétet “Energy and economic performance of the FARWIND energy system for sustainable fuel production from the far-offshore wind energy resource”, In Proc. Of the 14th International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER), Monaco, 2019
- [12] R. Abd-Jamil, A. Chaigneau, J-C. Gilloteaux, P. Lelong, A. Babarit “Comparison of the capacity factor of stationary wind turbines and weather-routed energy ships in the far-offshore”, *Journal of Physics: conference series*, Vol. 1356, 2019
- [13] A. Babarit, G. Clodic, S. Delvoye, J-C. Gilloteaux “Exploitation of the far-offshore wind energy resource by fleets of energy ships. Part A. Energy ship design and performance”, *Wind Energy Science*, Vol. 5, pp. 839-853
- [14] www.edf.pm/edf-a-saint-pierre-et-miquelon. Consulté le 8 janvier 2021.
- [15] “Délibération n°136/2018 : programmation pluriannuelle de l'énergie pour l'archipel de Saint-Pierre-et-Miquelon », Collectivité territoriale de Saint-Pierre-et-Miquelon, 24 avril 2018
- [16] <https://www.meltemus.com/index.php/fr/>
- [17] P. Berrisford, D.P. Dee, P. Poli, R. Brugge, M. Fielding, M. Fuentes, P.W. Kallberg, S. Kobayashi, S. Uppala, A. Simmons “The ERA-Interim archive version 2.0”, ERA Report Series, November 2011