



**HAL**  
open science

## Intégration d'énergies marines renouvelables dans un système multi-sources

Anthony Roy, François Auger, Salvy Bourguet, Florian Dupriez-Robin, Quoc Tuan Tran

► **To cite this version:**

Anthony Roy, François Auger, Salvy Bourguet, Florian Dupriez-Robin, Quoc Tuan Tran. Intégration d'énergies marines renouvelables dans un système multi-sources. 3ème Symposium de Génie Electrique (SGE 2018), Université de Lorraine [UL], Jul 2018, Nancy, France. hal-02418844

**HAL Id: hal-02418844**

**<https://hal.science/hal-02418844>**

Submitted on 19 Dec 2019

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

# Intégration d'énergies marines renouvelables dans un système multi-sources

Anthony ROY<sup>1,2</sup>, François AUGER<sup>1</sup>, Salvy BOURGUET<sup>1</sup>, Florian DUPRIEZ-ROBIN<sup>2</sup>, Quoc Tuan TRAN<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Laboratoire IREENA, Université de Nantes, 37 Boulevard de l'Université, 44600 Saint-Nazaire, France

<sup>2</sup> CEA-Tech Pays de la Loire, Technocampus Océan, 5 Rue de l'Halbrane, 44340 Bouguenais, France

<sup>3</sup> Institut National de l'Énergie Solaire (INES), CEA-LITEN/DTS/LSEI, 50 Av. du Lac Léman, 73370 Le Bourget-du-Lac, France

**L'alimentation en électricité des sites isolés en mer tels que des îles ou des systèmes flottants présente de nombreuses contraintes. Les sources d'énergie renouvelable les plus couramment utilisées sont les sources photovoltaïques et éoliennes. Cependant, leur intermittence et leur variabilité nécessitent l'utilisation de groupes électrogènes pour permettre la satisfaction de la demande. Avec le développement récent des énergies marines renouvelables, un système multi-sources intégrant des énergies marines est proposé dans cet article. Le potentiel énergétique des océans étant considérable, il s'avère en effet judicieux d'envisager l'exploitation des sources photovoltaïques, éoliennes, hydroliennes et houlomotrices pour alimenter des sites isolés en mer. Les ressources disponibles et les complémentarités potentielles pour l'île d'Ouessant sont d'abord présentées. Différentes configurations sont ensuite étudiées, permettant d'aboutir à un concept fiable en termes de satisfaction de la charge tout en considérant l'aspect économique.**

*Mots-clés — Système multi-sources, énergies marines renouvelables, énergie photovoltaïque, éolienne, hydrolienne, houlogénérateur, dimensionnement, faisabilité*

## 1. INTRODUCTION

La maturité avancée des systèmes photovoltaïques et éoliens a permis leur intégration dans les zones insulaires en milieu marin [1]. Cependant, leur intermittence et leur variabilité ne permettent pas de satisfaire totalement et durablement la consommation du site isolé. Des moyens de stockage et des groupes électrogènes sont par conséquent nécessaires. Néanmoins, le coût élevé des solutions de stockage ainsi que la pollution et les contraintes logistiques d'approvisionnement en carburant pour les groupes électrogènes sont problématiques. Ces dernières années ont par ailleurs vu progresser les technologies liées aux énergies marines renouvelables [2]. Parmi elles, les hydroliennes et les houlogénérateurs sont aujourd'hui les plus avancées, bien que beaucoup de projets soient encore au stade d'étude voir de concept [3]. Les ressources exploitées étant peu ou pas corrélées, elles présentent des caractéristiques temporelles différentes, analysées dans plusieurs études [4, 5]. Cependant, peu de travaux envisageant sur un même site l'exploitation simultanée des énergies photovoltaïques, éoliennes, hydroliennes et houlomotrices existent à ce jour [6, 7]. La plupart des travaux industriels et académiques portent sur des combinaisons éoliennes-houlogénérateurs, sous forme de système hybride flottant ou sous forme séparée [8]. La présente étude propose donc une combinaison innovante de sources

photovoltaïque, éolienne, hydrolienne et houlomotrice pour permettre l'alimentation en énergie électrique d'une île non connectée au réseau continental et sans recours à un groupe électrogène. Le site retenu est l'île d'Ouessant en raison notamment des forts courants marins disponibles dans cette zone [9]. Pour satisfaire la consommation en cas de faible production des quatre sources, un stockage par batterie lithium-ion est considéré. Les travaux présentés ici visent d'une part à montrer les complémentarités existantes entre des sources de natures différentes et d'autre part à comparer des configurations en termes de fiabilité et de coûts. Le modèle du système multi-source considéré est ainsi présenté dans la section 2. Les cycles temporels et les dépendances entre les ressources exploitées sont étudiés dans la section 3. La section 4 présente une étude des complémentarités entre les différentes puissances produites. Dans la section 5, différentes configurations de puissance installée pour chaque source sont étudiées, afin d'évaluer les impacts apportés par la présence de chacune des sources. Les configurations simulées sont comparées selon des critères liés à la satisfaction de la demande (*LPSP : Loss of Power Supply Probability*) et au coût actualisé de l'énergie (*LCOE : Levelized Cost Of Energy*). Les résultats obtenus permettent pour le site géographique et le profil de consommation considérés de proposer un panel des solutions les plus favorables en termes de satisfaction de la demande et de coût de l'énergie produite.

## 2. PRESENTATION DU SYSTEME MULTI-SOURCES ETUDIE

Le système considéré, présenté sur la Figure 1, est composé de panneaux photovoltaïques, d'éoliennes, d'hydroliennes et de houlogénérateurs. De plus, un stockage par batterie est utilisé. L'ensemble de ces éléments est destiné à alimenter la demande en énergie électrique de l'île d'Ouessant, pour lequel le profil de consommation entre le 01/01/2011 et le 31/12/2015, au pas horaire, est fourni par EDF SEI [10]. La modélisation de chaque source consiste dans un premier temps à calculer la ressource réellement exploitée par le système de conversion à partir des données de ressources mesurées, selon les modèles présentés dans [11, 12, 13, 14]. Les puissances produites par chacune des sources sont ensuite calculées selon les équations des modèles énergétiques présentées ci-après, à partir des ressources réellement exploitées.

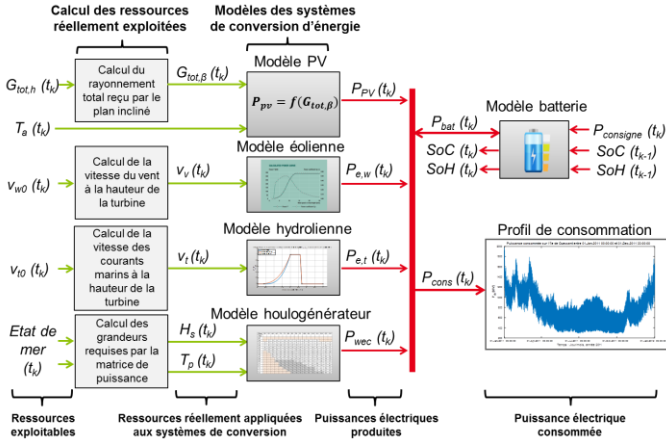


Figure 1 : Vue synthétique du système multi-sources étudié

## 2.1. Energie photovoltaïque

La puissance  $P_{pv}$  produite par un panneau photovoltaïque, en considérant un fonctionnement au point de puissance maximal (*MPPT*: *Maximum Power Point Tracking*), dépend du rayonnement global  $G_{tot,\beta}$  reçu par le panneau [11] :

$$P_{pv} = \eta_{pv} \times S_{pv} \times G_{tot,\beta} \quad (1)$$

Avec  $P_{pv}$  la puissance produite par un panneau photovoltaïque [W],  $S_{pv}$  la surface du panneau [m<sup>2</sup>],  $G_{tot,\beta}$  le rayonnement global [W/m<sup>2</sup>] reçu par le panneau incliné d'un angle  $\beta$  et  $\eta_{pv}$  le rendement du panneau.

Le rendement du panneau  $\eta_{pv}$  dépend notamment de la température de la cellule  $T_c$  :

$$\eta_{pv} = \eta_{pv,ref} \times \eta_{conv,pv} \times [1 + \alpha_p \times (T_c - T_{c,ref})] \quad (2)$$

$$T_c = T_{amb} + (T_{c,NOCT} - T_{amb,NOCT}) \times \frac{G_{tot,\beta}}{G_{NOCT}} \quad (3)$$

Avec  $\eta_{pv,ref}$  le rendement de référence du panneau fourni par le constructeur dans des conditions standard de référence,  $\eta_{conv,pv}$  le rendement de la chaîne de conversion associée,  $\alpha_p$  le coefficient de variation de la puissance en fonction de la température [°C<sup>-1</sup>],  $T_c$  la température de la cellule [°C],  $T_{c,ref}$  la température de la cellule pour des conditions standard de référence [°C],  $T_{amb}$  la température de l'air [°C],  $T_{c,NOCT}$  la température nominale de fonctionnement de la cellule [°C],  $T_{amb,NOCT}$  la température de l'air [°C] et  $G_{NOCT}$  le rayonnement [W/m<sup>2</sup>] pour des conditions de fonctionnement nominales.

Le panneau photovoltaïque considéré par la suite est le panneau de référence SX3195 du fabricant BP Solar, ayant pour caractéristiques :  $P_{r,pv} = 190$  W,  $S_{pv} = 1.411$  m<sup>2</sup>,  $\eta_{pv,ref} = 0.135$ ,  $\eta_{conv,pv} = 95$  %,  $\alpha_p = -0.0048$  °C<sup>-1</sup>,  $T_{c,ref} = 25$  °C,  $T_{c,NOCT} = 47$  °C,  $T_{amb,NOCT} = 20$  °C and  $G_{NOCT} = 800$  W/m<sup>2</sup>. Le panneau est incliné d'un angle  $\beta = 40$ °.

## 2.2. Energie éolienne

Le calcul de la puissance électrique  $P_{e,w}$  produite par l'éolienne est basé sur la courbe de puissance de l'éolienne, décomposée en quatre zones selon la vitesse du vent  $v_w$  [15]. Pour la zone où la vitesse du vent est comprise entre la vitesse d'enclenchement  $v_{w,cut-in}$  et la vitesse nominale de l'éolienne  $v_{w,r}$ , la puissance électrique est calculée à partir

d'une interpolation polynomiale d'ordre 5 de la courbe de puissance donnée par le fabricant de l'éolienne. La puissance produite pour chacune des zones est obtenue selon l'équation (4).

$$P_{e,w} = \begin{cases} 0, & v_w < v_{w,cut-in} \\ \sum_{i=0}^5 a_i \times v_w^i, & v_{w,cut-in} \leq v_w \leq v_{w,r} \\ P_{r,WT}, & v_{w,r} < v_w \leq v_{w,cut-out} \\ 0, & v_{w,cut-out} < v_w \end{cases} \quad (4)$$

Avec  $P_{e,w}$  la puissance électrique produite en sortie de la chaîne de conversion éolienne [W],  $P_{r,WT}$  la puissance électrique nominale de la génératrice [W],  $v_w$  la vitesse du vent [m/s],  $v_{w,cut-in}$  la vitesse du vent d'enclenchement de l'éolienne,  $v_{w,r}$  la vitesse de vent nominale,  $v_{w,cut-out}$  la vitesse de déclenchement et  $a_i$  les coefficients de l'approximation polynomiale d'ordre 5.

L'éolienne utilisée dans cet article est l'éolienne terrestre E-53/800 du fabricant Enercon pour laquelle une courbe de puissance est disponible [16]. Cette éolienne a pour principales caractéristiques :  $P_{r,WT} = 810$  kW,  $v_{w,cut-in} = 3$  m/s,  $v_{w,r} = 13$  m/s et  $v_{w,cut-out} = 25$  m/s.

## 2.3. Energie hydrolienne

D'une manière analogue à l'éolienne, la puissance électrique  $P_{e,t}$  produite par l'hydrolienne dépend de la zone de fonctionnement, définie selon la vitesse des courants marins  $v_t$  [17]. Cependant, la disponibilité des courbes de puissance d'hydrolienne étant à ce jour limitée, la puissance produite pour la deuxième zone de fonctionnement est calculée selon la méthode basée sur le coefficient de puissance de la turbine :

$$P_{e,t} = \begin{cases} 0, & v_t < v_{t,cut-in} \\ 0.5 \times C_{p,t} \times \rho_{eau} \times S \times v_t^3 \times \eta_{conv,TT}, & v_{t,cut-in} \leq v_t \leq v_{t,r} \\ P_{r,TT}, & v_{t,r} < v_t \leq v_{t,cut-out} \\ 0, & v_{t,cut-out} < v_t \end{cases} \quad (5)$$

Avec  $P_{e,t}$  la puissance électrique produite en sortie de la chaîne de conversion hydrolienne [W],  $P_{r,TT}$  la puissance électrique nominale de la génératrice [W],  $v_t$  la vitesse des courants marins [m/s],  $v_{t,cut-in}$  la vitesse des courants marins requise pour que l'hydrolienne produise,  $v_{t,r}$  la vitesse des courants marins nominale,  $v_{t,cut-out}$  la vitesse de déclenchement,  $C_{p,t}$  le coefficient de puissance de la turbine hydrolienne,  $\rho_{eau}$  la densité volumique de l'eau de mer (1024 kg/m<sup>3</sup>),  $S$  la surface balayée par les pales [m<sup>2</sup>] et  $\eta_{conv,TT}$  le rendement de la chaîne de conversion.

L'hydrolienne considérée dans cet article est une hydrolienne de la série T500 du fabricant Tocardo, ayant pour caractéristiques :  $P_{r,TT} = 300$  kW,  $v_{t,cut-in} = 0.5$  m/s,  $v_{t,r} = 2.5$  m/s,  $v_{t,cut-out} = 3.8$  m/s,  $C_{p,t} = 0.359$ ,  $S = 104.2$  m<sup>2</sup> et  $\eta_{conv,TT} = 0.85$ .

## 2.4. Energie houlomotrice

La puissance électrique  $P_{WEC}$  produite par le houlogénérateur est calculée à partir de la matrice de puissance du système. Cette matrice (Tableau 1) donne la puissance électrique produite à partir des paramètres liés à l'état de mer (hauteur  $H_s$  et période  $T_e$  des vagues) [18]. Les fabricants de houlogénérateurs établissent cette matrice à partir de relevés de

production réalisés en conditions de mer réelles. Le système utilisé dans ces travaux est le houlogénérateur Oyster, de puissance nominale  $P_{r,WEC} = 290$  kW, et pour lequel une matrice de puissance est disponible [19].

Tableau 1 : Matrice de puissance du houlogénérateur Oyster ( $P_{WEC}$  [kW]) [19]

$T_e$ (s) → $H_s$ (m)	5	6	7	8	9	10	11	12	13
0.5	0	0	0	0	0	0	1	3	3
1	20	30	38	42	44	44	45	47	45
1.5	80	85	92	97	102	103	104	100	104
2	140	147	152	158	155	155	160	161	156
2.5	192	197	208	202	203	209	211	201	204
3	241	237	237	241	243	230	236	231	235
3.5	0	271	272	269	268	267	270	260	260
4	0	291	290	290	280	287	276	278	277
4.5	0	291	290	290	280	287	276	278	277
5	0	0	290	290	280	287	276	278	277
5.5	0	0	290	290	280	287	276	278	277
6	0	0	290	290	280	287	276	278	277

## 2.5. Batterie

Le système de stockage utilisé est une batterie de type lithium-ion. Le modèle de batterie implémenté dans ces travaux est basé sur une modélisation de l'état de charge  $SoC$ , calculé à chaque instant  $k$  de la simulation selon l'équation (6) [20].

$$SoC(t_k) = SoC(t_{k-1}) \times (1 - \sigma)^{\frac{\Delta t}{24}} - \frac{P_{bat}(t_k) \times \Delta t \times \eta_{bat}}{C_{bat\ ref}} \quad (6)$$

Avec  $C_{bat\ ref}$  la capacité énergétique de référence de la batterie [Wh],  $P_{bat}$  la puissance de fonctionnement de la batterie, positive lors de la décharge et négative lors de la charge [W],  $\Delta t$  le pas de temps de simulation [h],  $\sigma$  le taux d'autodécharge journalier [ $j^{-1}$ ] et  $\eta_{bat}$  le rendement de la batterie.

La batterie est déchargée lorsque la somme des puissances produites par les quatre sources ne permet pas de satisfaire la demande et est chargée lorsque la somme des puissances produites est excédentaire par rapport à la demande. Les contraintes liées à l'état de charge minimal et maximal ainsi qu'à la puissance maximale de la batterie sont considérées dans l'algorithme de gestion d'énergie. De plus, le vieillissement est évalué grâce au calcul de l'état de santé ( $SoH$  : *State of Health*) par le modèle dit à énergie échangée [21] :

$$SoH(t_k) = SoH(t_{k-1}) - \frac{|P_{bat}(t_k)| \times \Delta t}{E_{ech\ max}} \quad (7)$$

$$E_{ech\ max} = 2 \times C_{bat\ ref} \times DoD \times N_{cycles\ max}(DoD) \quad (8)$$

Avec  $SoH$  l'état de santé de la batterie (compris entre 0 et 1),  $E_{ech\ max}$  l'énergie maximale échangeable par la batterie [Wh],  $DoD$  la profondeur de décharge (entre 0 et 1),  $N_{cycles\ max}$  le nombre de cycles maximum que peut supporter la batterie pour la profondeur de décharge  $DoD$ .

La batterie utilisée dans ces travaux est la batterie lithium-ion Intensium Max+ 20M du fabricant Saft, ayant pour caractéristiques :  $C_{bat\ ref} = 1.09$  MWh,  $\sigma = 0.166$  %/j,  $\eta_{bat} = 0.96$ . La batterie est remplacée dès que  $SoH = 0.7$ , en considérant  $SoC_{min} = 0.1$ ,  $SoC_{max} = 0.95$ ,  $DoD_{max} = 0.9$ ,  $E_{ech\ max} = 6.485$  MWh,  $N_{cycles\ max} = 3500$  cycles.

## 3. ETUDE ET COMPARAISON DES RESSOURCES EXPLOITEES

Le site retenu pour cette étude est l'île d'Ouessant en raison du niveau des ressources hydrolienne et houlomotrice du site (Passage du Fromveur). La disponibilité des données liées aux ressources exploitées et à la consommation électrique de l'île permettent d'établir une étude pour une période allant de 01/01/2011 au 31/12/2015, au pas horaire. Les données de rayonnement solaire proviennent de la base de données CAMS (*Copernicus Atmosphere Monitoring Service Information*) [22], les données de vent et température de l'air sont fournies par la société OpenOcean SAS, les données liées aux courants marins proviennent du modèle FINIS250 établi dans le cadre du projet Previmer [23] et les données liées aux vagues proviennent du modèle WaveWatchIII [24]. Cette section propose une comparaison des différentes ressources exploitées en termes de caractéristiques temporelles et de dépendances afin de mettre en avant les forces et les faiblesses de chacune des sources considérées.

### 3.1. Evaluation des caractéristiques temporelles des ressources

Une analyse fréquentielle, basée sur l'application de la transformée de Fourier discrète aux séries temporelles des ressources (calculée par un algorithme *FFT* : *Fast Fourier Transform*), permet de mettre en avant différents cycles caractéristiques, résumés dans le Tableau 2.

Tableau 2. Principaux cycles temporels des ressources

Ressource	Périodicité	Origine
Rayonnement solaire ( $G_{tot,h}$ )	Alternance jour-nuit (24h) Saisonnnière	Rotation de la Terre Position Terre vs. Soleil
Vent ( $v_w$ )	Saisonnnière	Conditions météorologiques
Courants marins ( $v_c$ )	6h 14j	Marée de type semi-diurne (rotation de la Terre) Cycle vives-eaux, mortes-eaux (rotation Lune autour de la Terre)
Vagues ( $H_s, T_e$ )	Saisonnnière	Conditions météorologiques

L'analyse des cycles caractéristiques obtenus précédemment peut être complétée par une analyse de la persistance des ressources, grâce au calcul du coefficient d'auto-corrélation [5]. Celui-ci permet de rendre compte des fluctuations des ressources pouvant survenir à un horizon  $\tau$  allant de quelques heures à quelques jours et ainsi évaluer l'existence d'une dépendance entre des valeurs successives d'une variable. Le coefficient d'auto-corrélation  $c_{xx}(\tau)$  d'une ressource notée  $x$  est défini par :

$$c_{xx}(\tau) = \frac{1}{(N - \tau)\sigma_x^2} \sum_{i=1}^{N-\tau} (x_i - \mu_x) \times (x_{i+\tau} - \mu_x) \quad (9)$$

Avec  $\tau$  le pas de temps entre la variable  $x$  à l'instant  $i$  et la variable  $x$  à l'instant  $i + \tau$ ,  $N$  le nombre de points de la période considérée,  $\mu_x$  la valeur moyenne et  $\sigma_x$  et l'écart-type de la variable  $x$ , estimés partir des  $N$  points de la série temporelle.

Un tracé des coefficients d'auto-corrélation obtenus est proposé sur la Figure 2 pour  $1\ h < \tau < 48\ h$ . Un coefficient d'auto-corrélation proche de 1 signifie que la ressource varie peu d'un instant à un autre et est donc plus prévisible qu'une ressource dont le coefficient d'auto-corrélation serait proche de 0. Ainsi, le vent et les vagues sont les ressources qui présentent la meilleure persistance sur une durée de plusieurs heures consécutives, tandis que le rayonnement solaire et les courants marins présentent des fluctuations marquées pour un horizon

temporel inférieur à une demi-journée. Ces fluctuations s'expliquent par les cycles naturels auxquels sont liées ces deux ressources (Tableau 2).

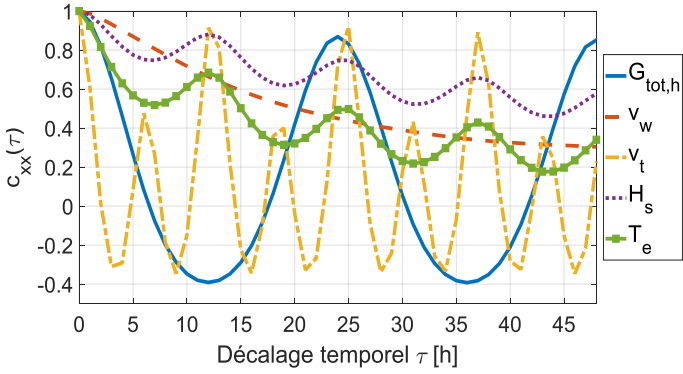


Figure 2 : Coefficients d'autocorrélation des ressources exploitées pour  $\tau$  allant de 1 h à 48 h

### 3.2. Evaluation des dépendances entre les ressources

La dépendance entre deux ressources peut être évaluée par un calcul du coefficient d'inter-corrélation  $c_{xy}(\tau)$ , selon l'équation (10) :

$$c_{xy}(\tau) = \frac{1}{(N-\tau)\sigma_x\sigma_y} \sum_{i=1}^{N-\tau} (x_i - \mu_x) \times (y_{i+\tau} - \mu_y) \quad (10)$$

Avec  $\tau$  le décalage temporel entre les variables  $x$  et  $y$ ,  $N$  le nombre de points de la période considérée,  $\mu_x$ ,  $\mu_y$  les valeurs moyennes et  $\sigma_x$ ,  $\sigma_y$  les écarts-types estimés des ressources  $x$  et  $y$ .

Ainsi, chaque ressource mesurée est comparée aux autres ressources. Les résultats obtenus montrent l'indépendance du rayonnement solaire et des courants marins avec les autres ressources. La vitesse du vent et la hauteur significative des vagues présentent quant à elles un coefficient d'inter-corrélation maximal de 0.702 pour un décalage temporel entre les signaux de 4 h. Cette observation est justifiée par la relation de causalité entre les vagues et le vent (les vagues sont générées par l'action du vent à la surface de l'eau). Ainsi, les périodes où les ressources sont les plus favorables à une production d'énergie électrique ne surviennent généralement pas aux mêmes instants, hormis pour l'énergie éolienne et l'énergie houlomotrice à cause de la dépendance observée entre vent et vagues.

## 4. COMPARAISON DES PUISSANCES PRODUITES

Le système présenté sur la Figure 1 est simulé pour une période de cinq ans au pas horaire (2011-2015). La productivité d'une source de production peut être évaluée par un indicateur appelé facteur de charge, noté  $F_{ch}$ . Calculé par :

$$F_{ch} = \frac{E_{prod,réel}}{E_{prod,max}} \quad (11)$$

Il permet de rendre compte, sur une période donnée, de l'énergie  $E_{prod,réel}$  réellement produite par une source par rapport à l'énergie  $E_{prod,max}$  qui aurait été produite si cette source avait fonctionné en permanence au maximum de sa capacité. Un facteur de charge optimal est donc un facteur de charge de valeur égale à 1. Il traduit ainsi la dégradation de la production due à un niveau de ressource faible et due au rendement du système de conversion.

Les facteurs de charge de chacune des sources obtenus sur l'ensemble de la période simulée sont les suivants :  $F_{ch PV} = 0.143$ ,  $F_{ch éol.} = 0.533$ ,  $F_{ch hyd.} = 0.363$ ,  $F_{ch houl.} = 0.257$ . Cependant, ces valeurs ne sont représentatives que du niveau de productivité global sur la période simulée. Une distribution de probabilité des facteurs de charge horaire observés sur les cinq années analysées est proposée sur la Figure 3. Les sources d'énergie optimales, pour cette période et cet emplacement, sont l'énergie éolienne et l'énergie hydrolienne. L'alternance jour/nuit caractéristique de l'énergie photovoltaïque entraîne pour cette source une production faible ou nulle plus de la moitié du temps.

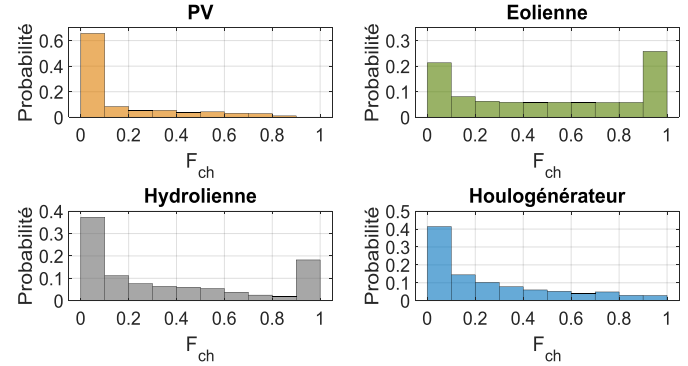


Figure 3 : Distribution de probabilité des facteurs de charge, évalués au pas horaire (2011-2015)

Il existe pour chacune des sources des variations plus ou moins marquées du facteur de charge à différents horizons temporels. Les paragraphes suivants comparent les fluctuations de production observées à court-terme. Les complémentarités entre chacune des sources sont ensuite évaluées grâce à une analyse des facteurs de charge.

### 4.1. Comparaison des fluctuations de production

Les facteurs de charge de chaque source peuvent fluctuer au cours d'une journée. Ainsi, pour chacune des sources, la moyenne du facteur de charge observé pour chacune des heures de la journée est calculée et présentée sur la Figure 4. Les productions liées aux éoliennes et aux houlogénérateurs présentent de faibles fluctuations au cours d'une journée, tandis que les productions liées aux panneaux photovoltaïques et aux hydroliennes sont très fluctuantes. Ce phénomène s'explique par les cycles caractéristiques associés à ces deux productions, respectivement l'alternance jour/nuit et le cycle des marées. On voit ainsi apparaître, pour cet emplacement, une certaine complémentarité entre ces deux sources puisqu'un des deux pics de production de l'énergie hydrolienne survient assez régulièrement peu avant minuit, instant où la production photovoltaïque sera toujours nulle.

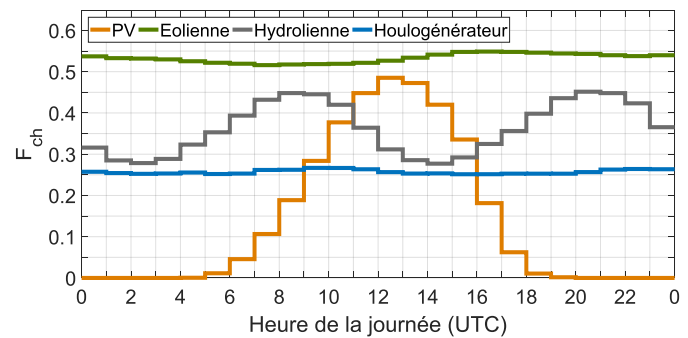


Figure 4 : Facteurs de charge moyens pour chaque heure de la journée

#### 4.2. Evaluation des complémentarités

Une source est qualifiée comme étant complémentaire par rapport à une autre source si elle présente un niveau de production élevé lorsque l'autre source ne produit pas ou peu. Ainsi, pour chacune des sources, on évalue pour les occurrences de faible production ( $F_{ch} < 0.2$ ) la distribution de probabilité des facteurs de charge des trois autres sources. Les résultats obtenus pour une faible production de chacune des sources sont présentés sur la Figure 5.

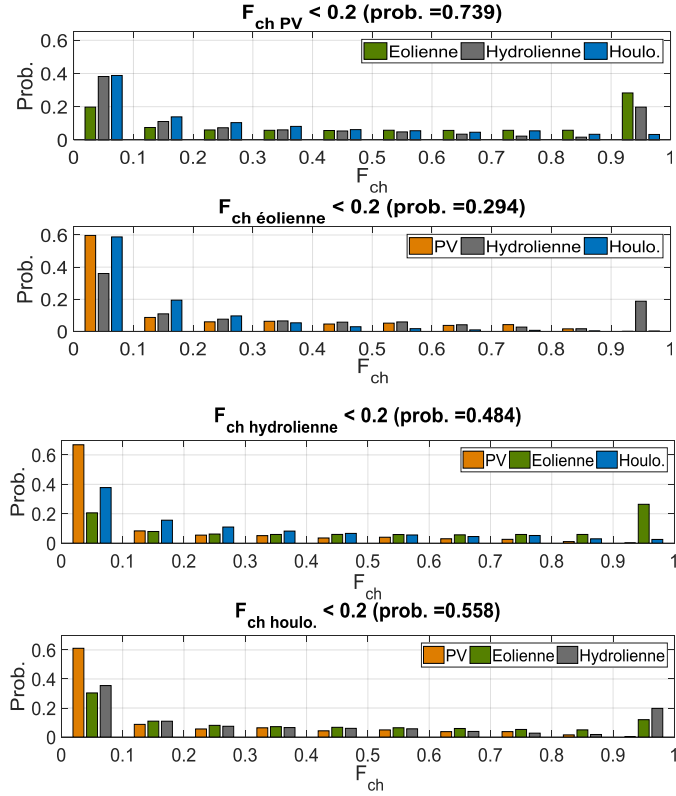


Figure 5 : Evaluation de la production des trois autres sources lorsqu'une source produit peu

Quelques complémentarités apparaissent. Les productions liées aux hydroliennes et aux éoliennes semblent assez complémentaires. En effet, lorsque l'une d'entre elles ne produit pas, l'autre est susceptible de produire à un niveau élevé, proche du maximum. Lorsque la production des panneaux photovoltaïques est faible, la production liée aux éoliennes est assez élevée. Néanmoins, quelques non-complémentarités sont aussi visibles. Une faible production des éoliennes et des hydroliennes ne peut que très rarement être compensée par une production provenant des panneaux photovoltaïques ou des houlogénérateurs. Enfin, la production photovoltaïque ne permet pas de compenser une faible production d'une des trois autres sources.

#### 5. INTERETS ECONOMIQUE ET ENERGETIQUE

Une comparaison des résultats obtenus pour différentes configurations de puissance installée est effectuée selon un critère de fiabilité (insatisfaction de la demande) et un critère économique.

##### • Evaluation de la satisfaction de la demande

L'indicateur  $LPSP$  (*Loss of Power Supply Probability*), calculé selon l'équation (12) [25], correspond à la part de

l'énergie demandée qui ne peut être satisfaite à cause d'une faible production et d'un faible état de charge de la batterie.

$$LPSP = \frac{E_{non\ sat}}{E_{dem}} \quad (12)$$

Avec  $E_{dem}$  l'énergie demandée par la charge [Wh] et  $E_{non\ sat}$  l'énergie de demandée ne pouvant être satisfaite par les sources et/ou la batterie [Wh].

##### • Evaluation économique

Le coût actualisé de l'énergie  $LCOE$  (*Levelized Cost Of Energy*) est calculé à partir du coût sur cycle de vie du système ( $LCC$  : *Life Cycle Cost*), pour une durée d'exploitation du système, notée  $N$ , de 25 ans, selon l'équation (13) [26, 27].

$$LCOE = \frac{LCC}{E_{dem}} = \frac{(\sum_{i=1}^N LCC_{s,i}) + LCC_{ESS}}{E_{dem}} \quad (13)$$

Pour chaque source  $i$  du système, le coût sur cycle de vie  $LCC_{s,i}$  [€] est composé d'une part liée aux coûts d'investissement ( $C'_{inv,i}$ ) et d'une part liée aux coûts de fonctionnement et de maintenance ( $C_{O\&M,i}$ ), selon :

$$LCC_{s,i} = C'_{inv,i} + C_{O\&M,i} = C'_{inv,i} \times P_{inst,i} + \sum_{t=1}^N \frac{C'_{O\&M,i} \times P_{inst,i}}{(1+r_i)^t} \quad (14)$$

Avec  $C'_{inv,i}$  le coût d'investissement pour une puissance installée unitaire [€/kW],  $P_{inst,i}$  la puissance installée [kW],  $C'_{O\&M,i}$  les coûts d'exploitation, de fonctionnement et de maintenance annuels pour une puissance installée unitaire [€/kW/an],  $N$  la durée de vie du système [années],  $r_i$  le taux d'actualisation [%] et  $t$  l'année considérée, depuis la première année jusqu'à la  $N$ -ième année. La durée de vie de chaque source est considérée comme égale à la durée d'exploitation du système.

Le coût sur cycle de vie lié au système de stockage  $LCC_{ESS}$  [€] est décomposé en trois types de coûts : investissement ( $C'_{inv,ESS}$ ), fonctionnement/maintenance ( $C_{O\&M,ESS}$ ) et remplacement ( $C_{r,ESS}$ ), calculés selon les équations (15) - (19) [28].

$$LCC_{ESS} = C'_{inv,ESS} + C_{O\&M,ESS} + C_{r,ESS} \quad (15)$$

$$C'_{inv,ESS} = C'_{inv,ESS} \times E_{inst,ESS} \quad (16)$$

$$C_{O\&M,ESS} = \sum_{t=1}^N \frac{\alpha_{O\&M,ESS} \times C'_{inv,ESS}}{(1+r)^t} \quad (17)$$

$$C_{r,ESS} = N \times CRF \times \sum_{k=1}^{n_r} \frac{C'_{inv,ESS}}{(1+r_{ESS})^{k \times t_{L,ESS}}} \quad (18)$$

$$CRF = \frac{r \times (1+r)^N}{(1+r)^N - 1} \quad (19)$$

Avec  $C'_{inv,ESS}$  le coût d'investissement pour une capacité énergétique installée unitaire [€/kWh],  $E_{inst,ESS}$  la capacité de stockage installée [kWh],  $\alpha_{O\&M,ESS}$  la part du coût d'investissement liée aux coûts d'exploitation et maintenance,  $r_{ESS}$  le taux d'actualisation,  $CRF$  le facteur de récupération du capital,  $n_r$  le nombre de remplacements de la batterie au cours

de la durée de vie du système et  $t_{l_{ESS}}$  la durée de vie d'une batterie [années].

Les coûts retenus pour chacune des quatre sources du système étudié sont présentés dans le Tableau 3. Pour l'évaluation des coûts liés à la batterie, on utilisera pour valeurs :  $C'_{inv,ESS} = 860$  €/kWh [29],  $\alpha_{O\&M,ESS} = 2\%$  [30] et  $r_{ESS} = 5\%$ .

Tableau 3 : Données économiques liées aux sources

Source	$C'_{inv,i}$ [€/kW]	$C'_{O\&M,i}$ [€/kW]	$r_i$ [%]
PV (ref. [26])	1600	48	5
Eolienne (ref. [26])	1350	47	5
Hydrolienne (ref. [26])	6800	250	5
Houlomoteur (ref. [27])	3700	230	5

Un parcours exhaustif de configurations est réalisé pour les quantités de sources et de batteries proposées dans le Tableau 4, soit un total de 3600 configurations possibles. La puissance des sources installées est définie par :

$$P_{inst} = P_{r,PV} \times N_{PV} + P_{r,WT} \times N_{WT} + P_{r,TT} \times N_{TT} + P_{r,WEC} \times N_{WEC} \quad (20)$$

Avec  $N_{PV}$  le nombre de panneaux photovoltaïques,  $N_{WT}$  le nombre d'éoliennes,  $N_{TT}$  le nombre d'hydroliennes et  $N_{WEC}$  le nombre de houlogénérateurs.

Tableau 4 : Nombre d'unités de production et de batteries considérés dans le parcours exhaustif de solutions

$N_{PV}$	0 ; 500 ; 1000 ; 1500
$N_{WT}$	0 ; 2 ; 4 ; 6 ; 8
$N_{TT}$	0 ; 2 ; 4 ; 6 ; 8 ; 10
$N_{WEC}$	0 ; 2 ; 4 ; 6 ; 8 ; 10
$N_{BAT}$	18 ; 20 ; 22 ; 24 ; 26

Les résultats obtenus pour l'emplacement et la période considérés montrent que :

- L'ajout d'éoliennes, et dans une moindre mesure d'hydroliennes, permet de réduire significativement la valeur du  $LPSP$ .
- L'ajout d'hydroliennes augmente cependant plus fortement le coût actualisé de l'énergie.
- L'augmentation des quantités de panneaux photovoltaïques et de houlogénérateurs ne permet pas de réduire de manière aussi significative la valeur du  $LPSP$ .
- Le coût actualisé de l'énergie est fortement influencé par la quantité de batteries installée.

Une comparaison de différentes configurations avec et sans hydroliennes et houlogénérateurs est proposée dans le Tableau 5. La quantité de batterie est considérée comme nulle afin d'évaluer l'impact de l'intégration d'hydroliennes et de houlogénérateurs sur le taux d'insatisfaction de la demande. Pour chacune d'elles, le nombre de batteries requis pour satisfaire pleinement la demande est indiqué dans le Tableau 6, ainsi qu'une évaluation du coût actualisé de l'énergie. Les résultats obtenus montrent que les ajouts d'hydroliennes et de houlogénérateurs permettent d'améliorer la satisfaction de la demande et de réduire considérablement la quantité de batteries nécessaires par rapport à une solution uniquement composée d'éoliennes et de panneaux photovoltaïques. Ainsi, la réduction du nombre de batteries permet de diminuer le coût actualisé de l'énergie.

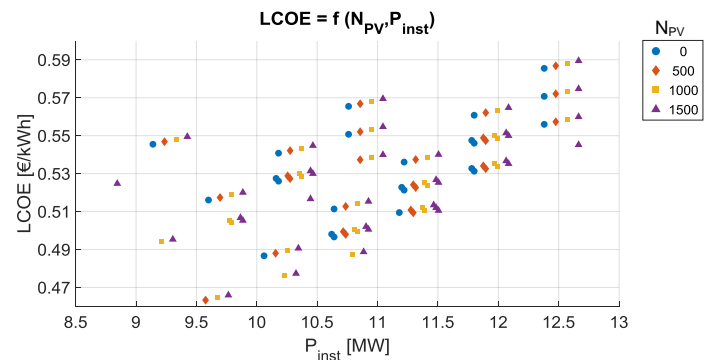
Tableau 5 : Impact de l'ajout d'hydroliennes et de houlogénérateurs sur la satisfaction de la demande (pour  $N_{BAT} = 0$ )

$N_{PV}$ ( $P_{PV\ inst}$ )	$N_{WT}$ ( $P_{WT\ inst}$ )	$N_{TT}$ ( $P_{TT\ inst}$ )	$N_{WEC}$ ( $P_{WEC\ inst}$ )	$LPSP$ [%]
1500 (285 kW)	6 (3.24 MW)	0 (0 MW)	0 (0 MW)	12.97
1500 (285 kW)	6 (3.24 MW)	4 (1.2 MW)	0 (0 MW)	5.87
1500 (285 kW)	6 (3.24 MW)	0 (0 MW)	4 (1.16 MW)	9.01
1500 (285 kW)	6 (3.24 MW)	4 (1.2 MW)	4 (1.16 MW)	3.9

Tableau 6 : LCOE selon le nombre minimum de batteries requis pour satisfaire pleinement la demande

$N_{PV}$	$N_{WT}$	$N_{TT}$	$N_{WEC}$	$N_{BAT\ requis}$	$LCOE$ [€/kWh]
1500	6	0	0	123	0.9717
1500	6	4	0	47	0.4869
1500	6	0	4	89	0.7702
1500	6	4	4	37	0.4625

Parmi les 3600 configurations simulées, 115 configurations permettent de satisfaire pleinement la demande ( $LPSP = 0\%$ ). Les valeurs de  $LCOE$  obtenues pour celles-ci sont représentées sur la Figure 6 et la Figure 7 selon la puissance totale des sources de production installées et distinguées selon le nombre d'unités de production et de batteries. Les résultats obtenus montrent que pour le site et la période considérés, la satisfaction de la demande nécessite une puissance installée d'éoliennes et d'hydroliennes importante ainsi qu'un nombre élevé de batteries (au moins 4 éoliennes, 6 hydroliennes et 20 batteries). Les quantités de panneaux photovoltaïques et de houlogénérateurs ont moins d'influence sur la satisfaction de la demande. Cependant, les configurations présentant les plus faibles valeurs de  $LCOE$  sont celles où la quantité de houlogénérateurs est réduite. Une comparaison de ces résultats avec ceux proposés dans le Tableau 6 montre qu'une configuration avec peu de sources hydroliennes et houlomotrices mais avec une capacité de stockage très élevée (4<sup>ème</sup> configuration du Tableau 6) serait économiquement aussi avantageuse qu'une configuration avec moins de batteries et de houlogénérateurs mais avec plus d'hydroliennes (Figure 6 et Figure 7). L'utilisation des quatre sources permet par ailleurs de réduire la quantité de stockage nécessaire par rapport à des solutions basées sur deux ou trois sources. Les tendances économiques obtenues sont néanmoins dépendantes des coûts considérés dans cette étude.



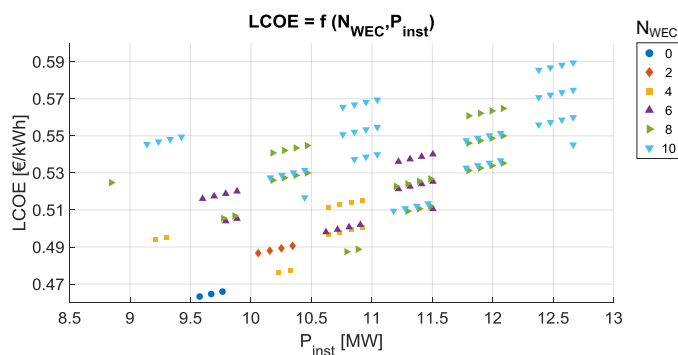
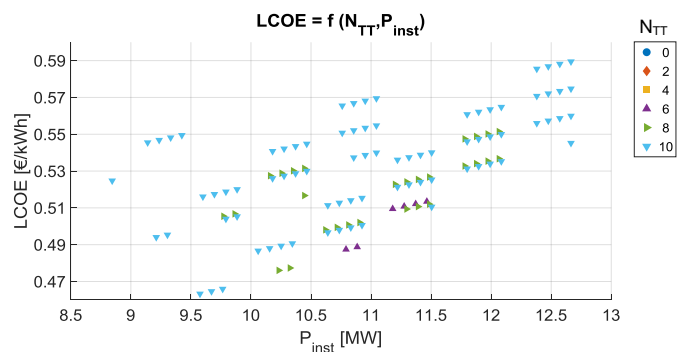
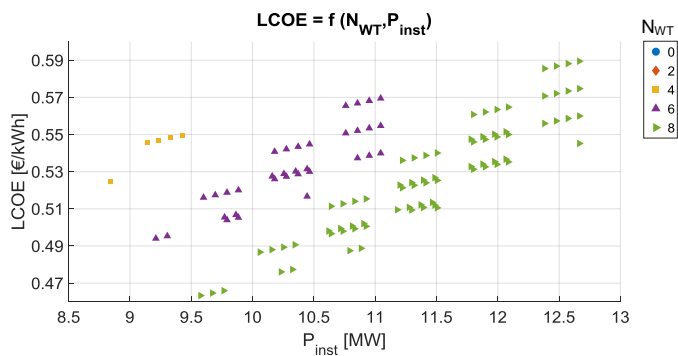


Figure 6 : Evaluation économique des solutions permettant de satisfaire la demande (LPSP = 0%), distinguées selon la quantité de sources de production

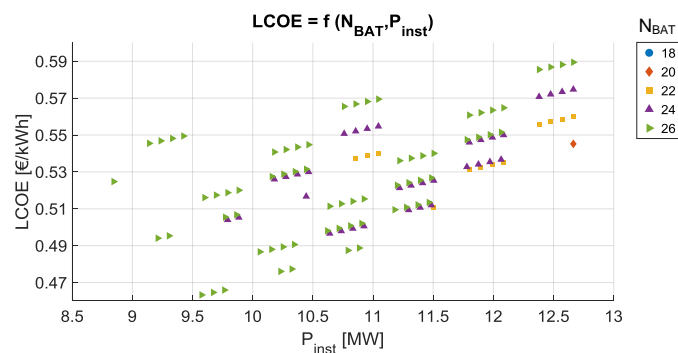


Figure 7 : Evaluation économique des solutions permettant de satisfaire la demande (LPSP = 0%), distinguées selon la quantité de batteries

## 6. CONCLUSIONS

La diversification des sources de production utilisées pour alimenter un site isolé permet d'une manière générale de limiter les effets négatifs intrinsèques à chaque source, telles que les intermittences infra-journalières des puissances produites par les panneaux photovoltaïques et les hydroliennes. Les ressources exploitées étant différentes et peu ou pas

dépendantes, quelques complémentarités existent. Pour le site et la période considérés dans cette étude, les sources éolienne et hydrolienne semblent les plus favorables en termes de productivité et de complémentarité. L'énergie photovoltaïque et l'énergie houlomotrice semblent un peu moins favorables à cause du niveau de ressource disponible. Cependant, la diversification des sources ne permet pas à elle seule de satisfaire pleinement la demande. L'ajout de batteries est nécessaire, entraînant une augmentation des coûts. Néanmoins, l'intégration d'hydroliennes et de houlogénérateurs au système multi-sources permet de réduire la quantité de batteries requise pour satisfaire la demande. L'application de stratégies de gestion sur le profil de consommation pourrait permettre une réduction du nombre de batteries nécessaires, en reportant ou en anticipant certaines charges (les consommations liées aux ballons d'eau chaude sanitaire et au chauffage électrique par exemple). De plus, l'intégration d'un autre type de stockage de capacité énergétique plus élevée pourrait permettre de réduire le nombre de batteries lithium-ion afin de satisfaire la demande lors des périodes de faible production.

## 7. REFERENCES

- [1] Y. Kuang, Y. Zhang, B. Zhou, C. Li, Y. Cao, L. Li and L. Zeng, "A review of renewable energy utilization in islands," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 504-513, June 2016.
- [2] L. Mofor, J. Goldsmith and F. Jones, "Ocean Energy - Technology Readiness, Patents, Deployment Status and Outlook," 2014.
- [3] N. Khan, A. Kalair, N. Abas and A. Haider, "Review of ocean tidal, wave and thermal energy technologies," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 72, pp. 590-604, 2017.
- [4] J. Widén, N. Carpman, V. Castellucci, D. Lingfors, J. Olauson, F. Remouit, M. Bergkvist, M. Grabbe and R. Waters, "Variability assessment and forecasting of renewables: A review for solar, wind, wave and tidal resources," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 44, pp. 356-375, 2015.
- [5] P. Coker, J. Barlow, T. Cockerill and D. Shipworth, "Measuring significant variability characteristics: An assessment of three UK renewables," *Renewable Energy*, vol. 53, pp. 111-120, Mai 2013.
- [6] L. Van Velzen, "Optimization of Island Electricity System: Transition to a sustainable electricity supply system on islands through the implementation of a hybrid system including ocean energy technologies," Master of Science thesis, Delft University of Technology, 2017.
- [7] O. H. Mohammed, Y. Amirat, M. Benbouzid, S. Haddad and G. Feld, "Optimal sizing and energy management of hybrid wind/tidal/PV power generation system for remote areas: Application to the Ouessant French Island," in *42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, IECON 2016*, 2016.
- [8] C. Perez-Collazo, D. Greaves and G. Iglesias, "A review of combined wave and offshore wind energy," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 42, pp. 141-153, 2015.
- [9] T. El Tawil, J.-F. Charpentier and M. Benbouzid, "Sizing and rough optimization of a hybrid renewable-based farm in a stand-alone marine context," *Renewable Energy*, vol. 115, no. C, pp. 1134-1143, 2018.
- [10] EDF SEI, Mars 2018. [En ligne]. Available: <https://opendata-iles-pontant.edf.fr/explore/dataset/conso-3-iles-final/>. [Accès le 20 Mars 2018].
- [11] J. A. Duffie and W. A. Beckman, *Solar engineering of thermal processes*, John Wiley & Sons, 2013.
- [12] C. Nichita et B. Dakyo, *Chaînes de conversion des éoliennes offshore*, Hermes Science Publications, 2011.
- [13] C. Legrand, "Assessment of Tidal Energy Resource. Marine Renewable Energy Guides," 2009.



- [14] B. Molin, Hydrodynamique des structures offshore, E. TECHNIP, Éd., 2002.
- [15] V. Thapar, G. Agnihotri and V. K. Sethi, "Critical analysis of methods for mathematical modelling of wind turbines," *Renewable Energy*, vol. 36, no. 11, pp. 3166-3177, 2011.
- [16] Enercon GMBH, "Enercon product overview," 2015.
- [17] M. Benbouzid, J.-A. Astolfi, S. Bacha, J.-F. Charpentier, M. Machmoum, T. Maître et D. Roye, «Concepts, Modélisation et Commandes des Hydroliennes,» chez *Energies Marines Renouvelables*, H. S. Publications, Éd., 2011, pp. 265-328.
- [18] J. Aubry, H. Ben Ahmed, B. Multon, A. Babarit et A. Clément, «Houlogénérateurs,» chez *Energie thermique, houlogénération et technologies de conversion et de transport des énergies marines renouvelables*, Hermès, 2012, pp. 21-69.
- [19] D. Silva, E. Rusu and C. G. Soares, "Evaluation of Various Technologies for Wave Energy Conversion in the Portuguese Nearshore," *Energies*, vol. 6, no. 3, pp. 1344-1364, 2013.
- [20] B. Bhandari, K.-T. Lee, G.-Y. Lee, Y.-M. Cho and S.-H. Ahn, "Optimization of hybrid renewable energy power systems: A review," *International journal of precision engineering and manufacturing-green technology*, vol. 2, no. 1, pp. 99-112, 2015.
- [21] R. Rigo-Mariani, «Méthodes de conception intégrée "dimensionnement-gestion" par optimisation d'un micro-réseau avec stockage,» Thèse de Doctorat, Institut National Polytechnique de Toulouse, 2014.
- [22] ECMWF, [Online]. Available: <http://www.soda-pro.com/fr/web-services/radiation/cams-radiation-service>. [Accessed 07 11 2017].
- [23] F. Lecornu, J. Paillet and H. Ravenel, "PREVIMER – Coastal Observations & Forecasts - Summary of 2 years demonstration and future perspectives," in *SeaTechWeek 2008, Coastal Operational Oceanography*, 2008.
- [24] E. Boudière, C. Maisondieu, F. Ardhuin, M. Accensi, L. Pineau-Guillou and J. Lepasqueur, "A suitable metocean hindcast database for the design of Marine energy converters," *International Journal of Marine Energy*, Vols. 3-4, pp. 40-52, Décembre 2013.
- [25] T. Tezer, R. Yaman et G. Yaman, «Evaluation of approaches used for optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems,» *Renewable and Sustainable Energy Review*, vol. 73, pp. 840-853, 2017.
- [26] ADEME, «Coûts des énergies renouvelables en France,» 2016.
- [27] Ocean Energy Systems, "International Levelized Cost of Energy for Ocean Energy Technologies," 2015.
- [28] A. Saez de Ibarra Martinez De Contrasta, "Optimal sizing and control of energy storage systems for the electricity markets participation of intelligent photovoltaic power plants," 2016.
- [29] IRENA, "Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030," 2017.
- [30] P. Gardner, F. Jones, M. Rowe, A. Nouri and H. Van de Vegte, "E-storage: Shifting from cost to value: Wind and solar applications," 2016.