



HAL
open science

Optimisation technico-économique d'une génératrice pentaphasée à fem non sinusoïdale-redresseur MLI pour application hydrolienne

Alioune Seck, Luc Moreau, Mohamed Fouad Benkhoris, Mohamed Machmoum

► To cite this version:

Alioune Seck, Luc Moreau, Mohamed Fouad Benkhoris, Mohamed Machmoum. Optimisation technico-économique d'une génératrice pentaphasée à fem non sinusoïdale-redresseur MLI pour application hydrolienne. Symposium de Génie Electrique, Université de Lorraine [UL], Jul 2018, Nancy, France. hal-02981900

HAL Id: hal-02981900

<https://hal.science/hal-02981900>

Submitted on 28 Oct 2020

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.

Optimisation technico-économique d'une génératrice pentaphasée à FEM non sinusoïdale-redresseur MLI pour application hydrolienne

Alioune Seck, Luc Moreau, Mohamed-Fouad Benkhoris et Mohamed Machmoum
IREENA, Université de Nantes, 37 Bd de l'Université, 44600, Saint-Nazaire, France.

RESUME - Cet article présente l'optimisation technico-économique d'une génératrice synchrone pentaphasée à aimants déposés et à FEM non sinusoïdale associée à un redresseur MLI. Afin de traiter l'interaction machine-convertisseur tout en garantissant le respect des contraintes technico-économiques, nous proposons une méthodologie d'optimisation multi-objectif du coût d'investissement et de l'énergie extraite par l'ensemble de la chaîne de conversion pour une durée d'exploitation de 20 ans avec prise en compte des probabilités d'apparition de vitesse des courants marins.

Mots-clés— *Energie hydrolienne, génératrice synchrone pentaphasée, optimisation multi-objectif.*

1. INTRODUCTION

Contrairement à la machine triphasée, l'augmentation du nombre de phases en plus de la segmentation de la puissance améliore la tolérance aux défauts de la chaîne de conversion [1-3]. Cette tolérance aux défauts trouve tout son intérêt dans le contexte d'exploitation des énergies marines renouvelables. En effet, les hydroliennes sont installées dans des zones difficilement accessibles qui rendent difficiles les opérations de maintenance. Afin de pallier à ces problèmes et augmenter la disponibilité du système, la mise en place de systèmes tolérants aux défauts réduisant les opérations de maintenance est nécessaire.

L'optimisation de machines électriques est très répandue dans la littérature [4-5], mais la plus part de ces travaux se limitent à l'étude de leurs performances suivant leur point de fonctionnement nominal. En effet, ces machines offrent de meilleurs rendements si elles sont sollicitées à leur point de fonctionnement nominal. Pour les applications d'énergie marine renouvelable fonctionnant à vitesse variable, il s'avère difficile de définir un point de fonctionnement typique vu la nature de la ressource. De plus, les contraintes électriques, magnétiques et thermiques doivent être vérifiées par l'ensemble génératrice- redresseur associé sur tout le cycle tout en garantissant des performances acceptables.

Réduire le coût d'électricité pour les applications hydroliennes reste un défi à relever pour accroître la portée de sa technologie. Malgré sa production d'énergie élevée, le coût d'investissement d'une hydrolienne reste considérable comparé à celui d'une éolienne [6]. Une réduction des coûts des produits de la filière hydrolienne s'avère donc indispensable pour parvenir à un coût compétitif de l'énergie extraite et contribuer au développement de cette filière.

Dans notre application, nous nous intéressons à une machine pentaphasée à FEM non-sinusoïdale. Nous considérerons le comportement des matériaux magnétiques linéaires et nous avons choisi de restreindre notre étude aux harmoniques de rang 1 et 3 de la génératrice pentaphasée. En plus du couple dû à la composante fondamentale, l'utilisation de l'harmonique de rang trois permettra de produire un couple supplémentaire.

Le but est d'optimiser une chaîne hydrolienne et plus précisément l'ensemble génératrice- convertisseur pour un site à potentiel énergétique donné. L'optimisation consiste à minimiser le coût d'investissement d'une part, et à maximiser l'énergie annuelle produite d'autre part.

1. DESCRIPTION DE LA CHAÎNE DE CONVERSION

La chaîne de conversion, qui permet l'extraction de l'énergie hydrolienne, est présentée dans la figure (Fig. 1). Elle est composée d'une turbine hydrolienne de 18m de diamètre fonctionnant à une vitesse de rotation lente (Ω_T) pour une puissance P_T et d'un multiplicateur de vitesse à deux étages présentant un ratio de 29.6. Par l'emploi de du multiplicateur, on transforme la puissance (P_T) à vitesse lente (Ω_T) et à un couple élevé, produite par la turbine, en une puissance (P_G) à grande vitesse (Ω_G). Le système comporte une génératrice pentaphasée qui fournit un courant dont la fréquence varie avec la vitesse des courants marins. Elle est associée à un redresseur MLI à IGBT qui permet un contrôle précis du couple électromagnétique pour différents points de fonctionnement. Et enfin une interface d'électronique de puissance est commandée de manière appropriée pour adapter la puissance de sortie de la génératrice à celle du réseau électrique.

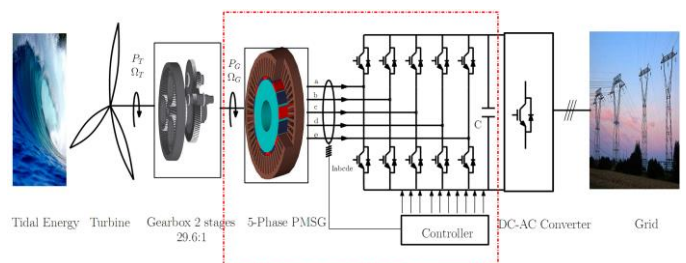


Fig. 1. Ensemble machine-convertisseur.

L'optimisation du dimensionnement de l'ensemble génératrice pentaphasée-redresseur MLI à IGBT est réalisée en se basant sur la caractéristique d'un site de production d'énergie hydrolienne et de la vitesse de rotation à la sortie du multiplicateur de vitesse. La figure (Fig. 2) donne les relevés de la caractéristique du site considéré. La figure (Fig. 2.a) illustre le profil de la puissance extraite à la sortie de la turbine en fonction de la vitesse des courants marins. Pour chaque vitesse de courant marin, la figure (Fig. 2.b) donne le temps de fonctionnement pour une année. En négligeant les pertes mécaniques au niveau du multiplicateur de vitesse, la puissance produite par la turbine équivaut à la puissance de sortie du multiplicateur de vitesse $P_T=P_G$. A partir de ces deux caractéristiques, l'énergie annuelle du site à la sortie du multiplicateur de vitesse peut être déduite suivant l'équation (1). Pour le site considéré, l'énergie annuelle exploitable à la sortie du multiplicateur de vitesse est estimée à 4696.7 MWh.

$$E_{an} = \sum_j^{N_B} P_{G,j} t_j \quad (1)$$

j : Rang de la vitesse considérée des courants marins et N_B le nombre total de points.

V_j : Vitesse des courants marins;

$P_{G,j}$: Puissance à la sortie multiplicateur de vitesse;

t_j : Le temps de fonctionnement pour une vitesse donnée.

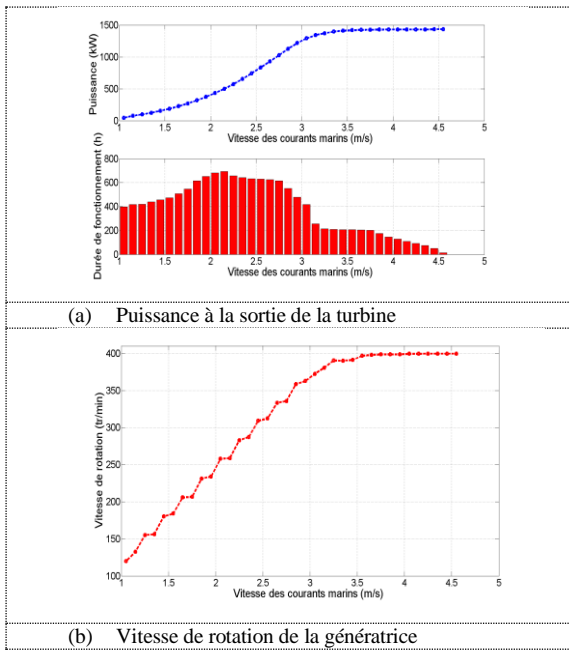


Fig. 2. Caractéristique du site considéré et vitesse du générateur en fonction de la vitesse des courants marins.

Table 1 : Données techniques

Description	Symbole	Valeur	Unité
Vitesse nominale	Ω_G	400	tr/min
Puissance nominale	P_n	1.4	MW
Diamètre externe	D	1.2	m
Tension DC	U_{dc}	1100	V
Fréquence de commutation	f_{sw}	2250	Hz

Pour cette étude, un cahier de charge réaliste pour la chaîne de conversion a été adopté (Tab 1). Les spécifications suivantes sont considérées: La génératrice pentaphasée présente un diamètre externe de 1.2 m avec une puissance nominale à la sortie du redresseur MLI de l'ordre de 1.4MW pour une vitesse de base à (400tr/min). Le redresseur MLI connecté à la sortie de génératrice comporte 10 IGBT commandés à une fréquence de 2250 Hz avec une tension sortie de 1100V continu.

2. SYNTHÈSE DU PROFIL DE FEM DE LA GÉNÉRATRICE PENTAPHASÉE

Nous souhaitons synthétiser un profil de FEM comportant des harmoniques d'espaces dont le fondamental et l'harmonique de rang trois présenteront des amplitudes considérables par rapport aux autres harmoniques. Sachant que pour une génératrice à aimants permanent la FEM varie linéairement avec l'induction produite, nous allons limiter cette étude à l'analyse spectrale de l'induction. La mise place du profil de FEM recherché se fait d'une part par le stator et d'autre part par le rotor.

Pour le rotor, le modèle classique d'une ouverture complète des aimants rotoriques est choisi comme référence (voir Tab 2). Cette ouverture ($\beta=1$) est caractérisée par la présence de tous les harmoniques dans le spectre de l'induction avec un taux de distorsion harmonique (THD) égal à 45,93%.

Comme il a été démontré dans [7], la présence de certains harmoniques nocifs notamment l'harmonique de rang 7, détériore les performances de la génératrice pentaphasée à FEM non-sinusoïdale. Ainsi, une ouverture des aimants de $\beta=6/7$ est choisie pour éliminer l'harmonique de rang 7. Ainsi, le taux de distorsion harmonique est réduit à 28,6%.

Pour le stator, une inclinaison d'un pas dentaire des enroulements du stator est donc choisie. En effet, pour une génératrice pentaphasée, le choix d'une inclinaison du stator d'un pas dentaire pour un bobinage à une encoche par pôle et par phase élimine les harmoniques d'encoches supérieurs à harmonique de rang 9 du stator [8]. Le facteur d'inclinaison qui prend en compte l'effet de l'inclinaison des enroulements du stator s'écrit comme suit:

$$K_{ih} = \frac{\sin\left(\frac{h\lambda\pi}{2.m.q}\right)}{\frac{h\lambda\pi}{2.m.q}} \quad (2)$$

Expression dans laquelle: h , q , m et λ représentent respectivement le rang d'harmonique, le nombre de phases ($q=5$), le nombre d'encoches par pôle et par phase ($m=1$) et l'angle d'inclinaison exprimé en pas dentaire.

L'interaction de l'inclinaison du stator par le coefficient d'inclinaison (K_{ih}) avec le spectre de l'induction générée par les aimants rotoriques pour $\beta=6/7$ permet d'avoir un filtrage convenable. Ainsi, le taux de distorsion harmonique est de 24,1%. L'élimination de l'harmonique de rang 5 ($h5$) par le couplage en étoile des enroulements permet de considérer dans la partie optimisation que la génératrice ne compte que deux harmoniques (le fondamental et l'harmonique de rang trois) et le THD est de 23,36%. Pour la génératrice pentaphasée, la forme de la FEM ainsi obtenue va permettre d'exploiter le fondamental et l'harmonique de rang 3 afin de produire du couple.

Table 2 : Niveau d'induction suivant l'ouverture des aimants β .

		h	1	3	5	7	9
		K_{ih}	0.98	0.85	0.64	0.37	0.10
Sans inclinaison du stator	$\beta=1$	$\frac{B_{mgh}}{B_{mgh-\beta=1}}$	100	33.3	20.0	14.2	11.1
	$\beta=6/7$	$\frac{B_{mgh}}{B_{mgh-\beta=1}}$	97.4	26.1	8.6	0	4.8
Avec inclinaison du stator	$\beta=6/7$	$\frac{K_{ih} \cdot B_{mgh}}{B_{mgh-\beta=1}}$	95.9	22.4	5.5	0	0.5

3. PROBLEME D'OPTIMISATION

L'optimisation de l'ensemble machine convertisseur consiste à définir les fonctions objectives, et de prendre en considération les contraintes technologiques et économiques. Dans ce contexte, nous utilisons un algorithme d'optimisation multi-objectif, Particle Swarm Optimization (PSO), pour déterminer la géométrie optimale de la génératrice. La figure (Fig. 3) présente le schéma synoptique de la méthodologie générale développée. Les données d'entrée du problème sont le profil de la puissance à la sortie de la turbine et la vitesse de la génératrice ainsi que les caractéristiques physiques des matériaux utilisés et leurs prix (aimants, matériaux ferromagnétiques). Les variables d'optimisation sont les paramètres géométriques de la machine et la puissance apparente du convertisseur. L'utilisation d'une génératrice synchrone rend possible son dimensionnement tout en utilisant un modèle analytique qui offre un excellent rapport "temps de calcul/précision" [9-10].

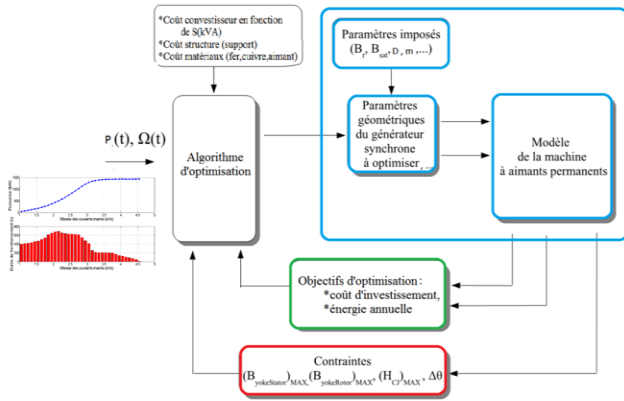


Fig. 3. Méthodologie d'optimisation de l'ensemble machine-convertisseur.

3.1. Maximisation de l'énergie électrique annuelle

La puissance électrique délivrée par la source hydrolienne à la sortie du convertisseur statique de puissance est donnée par l'équation (3). Cette équation, donnant la puissance électrique extraite sur cycle pour un point de fonctionnement donné (j), prend en compte les pertes dans la machine et dans le convertisseur. La fonction objective considérée est l'énergie électrique annuelle fournie.

$$\begin{cases} F_{obj} & E_{elec} = \sum_j^{N_B} P_{elec,j} t_j \\ P_{elec,j} & = P_{G,j} - P_{globales,j} \end{cases} \quad (3)$$

Dans laquelle :

$P_{elec,j}$: Puissance extraite à la sortie du redresseur MLI;

$P_{G,j}$: Puissance à la sortie multiplicateur de vitesse;

$P_{globales,j} = P_{cuivre,j} + P_{fer,j} + P_{conv,j}$ représente l'ensemble des pertes considérées. Elles regroupent les pertes cuivre et les pertes fer dans la génératrice [11-13], mais également les pertes de conduction et de commutation dans le redresseur MLI [14-15].

3.2. Minimisation du coût d'investissement

La deuxième fonction objective est le coût d'investissement qui prend en considération le coût du générateur, du convertisseur et de la structure (support).

$$F_{obj2} \quad C_{GSC} = C_{gen} + C_{structure} + C_{convert} \quad (4)$$

Le coût de la génératrice est fonction d'un grand nombre de variables, il regroupe les coûts élémentaires liés à la masse des parties actives tout en séparant les coûts du cuivre, du fer et des aimants. Il est obtenu suivant cette relation:

$$C_{gen} = c_{aimant} M_{aimant} + c_{fer} M_{fer} + c_{cuivre} M_{cuivre} \quad (5)$$

Dans ces expressions : c_x et M_x sont respectivement le coût massique [€/kg] et la masse volumique [kg/m³] des matières premières ($c_{aimant}=40€/kg$; $c_{fer}=6€/kg$; $c_{cuivre}=10€/kg$).

Le calcul du coût de la structure est lié aux grandeurs dimensionnelles. Pour déterminer ce coût, certains auteurs [9; 16] utilisent la formule (6). Dans laquelle, le coût dépend du diamètre externe et de la longueur du générateur et il est calculé suivant une structure de référence.

$$C_{structure} = \frac{1}{2} C_{st,ref} \left[\left(\frac{D_{ext}}{D_{ref}} \right)^3 + \left(\frac{L}{L_{ref}} \right)^3 \right] \quad (6)$$

$D_{ref}=2.3m$ et $L_{ref}=1.1m$ étant respectivement le diamètre extérieur et la longueur d'une machine de référence. Pour une machine présentant les dimensions de référence le coût de la structure est de $C_{st,ref}$ est égal à 32900€.

Les coûts des convertisseurs sont très sensibles à leur puissance apparente en Voltampère (VA). Pour une gamme de puissance de l'ordre du mégawatt (MW), le coût peut être approximé par la fonction suivante [17].

$$C_{conv} = \alpha S_{conv}^\gamma \quad (7)$$

Avec $\alpha=11,17$ et $\gamma=0,7$.

3.3. Variables d'optimisation

La structure de la génératrice pentaphasée (Fig. 4) est à encoche par pôle et par phase. Elle est définie par dix paramètres géométriques pour constituer les variables d'optimisation. A cela, on rajoute un paramètre qui tient compte de la puissance du convertisseur statique. Le tableau (Tab 3) synthétise l'ensemble des variables d'optimisation et leur plage de variation.

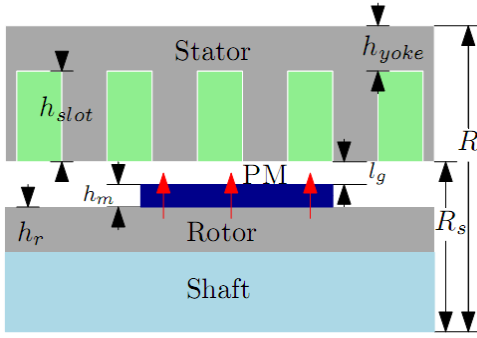


Fig. 4. Structure de la génératrice pentaphasée.

Table 3: Variables d'optimisation

Symboles	Description	Plage	Unité
p	Nombre de paires de pôles	[1 ; 30]	-
k _t	Rapport largeur dent sur pas dentaire	[0.4 ; 0.65]	-
R _s	Rayon d'entrefer	[0.2 ; 0.6]	m
h _{yoke}	Hauteur de la culasse statorique	[3 ; 50]	cm
h _r	Hauteur de la culasse rotorique	[3 ; 50]	cm
h _{slot}	Hauteur des encoches	[0.1 ; 10]	cm
l _g	Épaisseur de l'entrefer	[1.2 ; 30]	mm
h _m	Hauteur des aimants	[4 ; 20]	mm
L	Longueur active de la génératrice	[0.1 ; 2.5]	m
N _s	Nombre de conducteur par phase	[1 ; 30]	-
S _{conv}	Puissance du redresseur	[1.4 ; 2]	MVA

3.4. Contraintes d'optimisation

Dans le problème d'optimisation, toutes les solutions obtenues via les fonctions objectifs définies ne sont pas réalistes et pertinentes. En effet, le choix de chaque solution dépend de plusieurs contraintes techniques. Ces différentes contraintes sont liées aux limitations technologiques des composants utilisés. Pour assurer une bonne intégrité de la chaîne de conversion, il est important de prendre en considération ces contraintes de nature électrique, dimensionnelle, magnétique et thermique de la génératrice sur tous les points de fonctionnement du cycle.

- Contrainte électrique sur les courants : $I_{s-RMS} \leq \frac{2\sqrt{2}S_{conv}}{5U_{dc}}$
- Contrainte électrique sur les tensions : $V_{s-RMS} \leq \frac{U_{dc}}{2\sqrt{2}}$
- Contraintes magnétiques :

$$\begin{cases} \max(B_{Rotor}) \leq 1.5T \\ \max(B_{yoke}) \leq 1.2T \\ \max(B_{teeth}) \leq 1.7T \end{cases}$$

- Contraintes géométriques :

$$\begin{cases} R_s + h_{yoke} + h_{slot} \leq R \\ R_s + h_r + l_g - h_m \geq 0 \\ \frac{h_{slot}}{W_{slot}} \leq 8 \\ l_g \geq \frac{2R_s}{400} \end{cases}$$

- Contrainte thermique sur la température [9] : $T_{cu} \leq T_{max}$

4. RÉSULTATS D'OPTIMISATION

La Figure (Fig. 5.a) représente les résultats d'optimisation sur un front de Pareto avec l'ensemble des solutions optimales qui maximisent l'énergie annuelle et minimisent le coût d'investissement de la structure considérée. On peut noter que le coût d'investissement varie faiblement pour une grande augmentation de l'énergie annuelle. Et pour des valeurs d'énergie annuelle fortes, la figure montre une large augmentation du coût d'investissement pour de faible variation de l'énergie annuelle extraite. Parmi toutes les solutions optimales, deux solutions particulières sont judicieusement choisies.

- Une première solution particulière qui représente le coût d'investissement minimale (solution 1: point magenta Fig. 5.a)
- Et une autre solution particulière où le revenu est maximal pour une durée d'exploitation de 20 ans (solution 2: point rouge sur la Fig. 5.a).

En termes d'énergie annuelle et de coût, la solution 2 représente une énergie annuelle plus grande soit un surplus d'énergie annuelle de 25MWh (soit 0.56%) et un coût d'investissement initial plus élevé soit un surcoût 21000 € (soit 17.5%) plus grand comparé à la solution 1.

La figure (Fig. 5.b) illustre l'évolution du rendement énergétique annuel en fonction du coût d'investissement. Ce graphe montre que la chaîne de conversion dimensionnée offre de bons rendements (rendement compris entre 96,17-97,17 %). Pour les solutions à coût d'investissement faible, une faible croissance du coût d'investissement se traduit par une augmentation brutale de la courbe du rendement énergétique jusqu'à une valeur limite située autour de 97,1%. Par contre, pour les solutions à coût d'investissement important, le rendement énergétique évolue faiblement.

Suivant les deux critères cités précédemment pour le choix des solutions optimales, on peut constater qu'elles sont dans la zone dans laquelle les coûts d'investissement sont faibles. Cependant, la solution 2 permet d'atteindre un rendement plus considérable par rapport celui obtenu avec la solution 1.

Avec l'évolution du nombre de paires de pôles suivant l'énergie annuelle (Fig. 6.a), on peut noter que le nombre de paires de pôles diminue avec l'énergie produite. Ce résultat se justifie par le fait qu'un nombre de paires de pôles élevé favorise l'obtention de machine plate (avec des longueurs faibles Fig. 6.c) favorisant l'augmentation des pertes dans la génératrice donc une diminution du rendement. On peut également noter une augmentation de la température maximale de bobinage sur le cycle (Fig. 6.d) liée à l'augmentation des pertes dans la machine qui sont limitées par la contrainte sur la température maximale tolérable par le bobinage (155°C). Ainsi, la solution 1, qui se trouve dans cette zone fonctionne avec une température très proche de la température limite, présente une faible marge de manœuvre en fonctionnement normal comme

en fonctionnement en mode défaut. En revanche, la réduction du nombre de paires de pôles autorise l'obtention de machines avec une grande longueur donc une grande surface d'échange de dissipation thermique ce qui favorise l'augmentation du rendement. La solution 2, qui se trouve dans cette zone présente une température faible et donc très éloignée de la température limite, autorise ainsi une grande marge de manœuvre vis à vis de son comportement thermique notamment en mode défaut. En effet, en mode défaut (absence d'une phase par exemple), le couple électromagnétique est limité par la contrainte thermique.

7.a et Fig. 7.b). Elles sont obtenues en utilisant le logiciel de calcul en éléments finis (FEMM: Finite Element Method Magnetics software). Pour les deux solutions considérées, on peut noter les lignes de champs qui traversent correctement l'entrefer et la culasse statorique. Cependant, la présence de lignes de fuites ou de courts-circuits magnétiques entre les pôles rotoriques liés à l'ouverture des aimants peuvent être constatés. La solution 1 présente un nombre de paires de pôles ($p=18$) plus considérables que la solution 2 ($p=11$).

Les inductions magnétiques produites uniquement par les aimants du rotor à vide au milieu de l'entrefer sont présentées à la figure (Fig. 7.b et Fig. 7.d). On peut constater que ces inductions sont non-sinusoïdales et présentent de faibles ondulations. En effet, le niveau d'induction au milieu de l'entrefer est influencé par l'ouverture des encoches du stator. Comme prévu, les deux génératrices étant à FEM non-sinusoïdale, l'évolution spectrale de leur induction montre qu'elles présentent deux harmoniques majoritaires: le fondamental et l'harmonique de rang 3. Le taux de distorsion obtenus sur l'induction avec la solution 1 (21.12%) et avec la solution 2 (21.6%) sont très proches de celui calculé en théorie (23.36%).

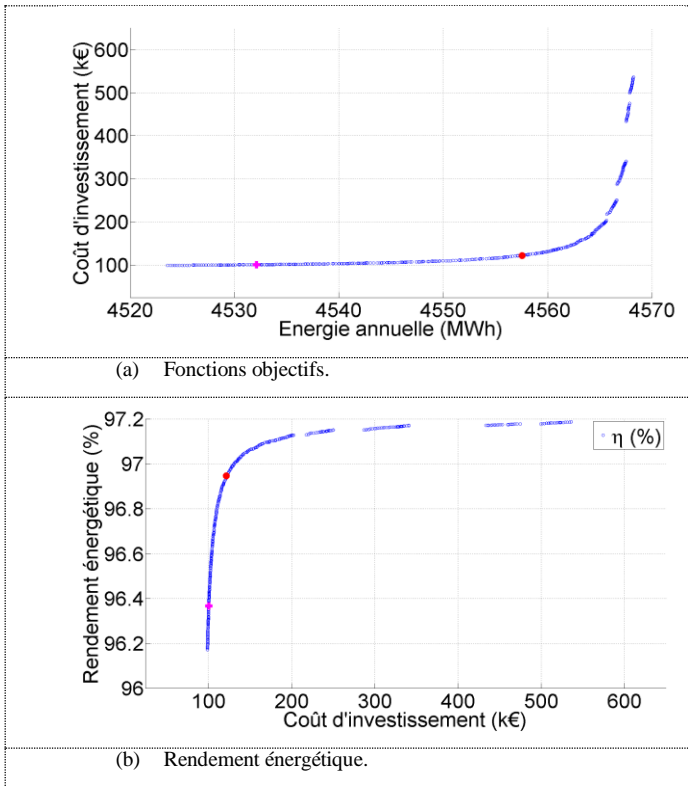


Fig. 5. Front de Pareto des fonctions objectif s et du rendement énergétique.

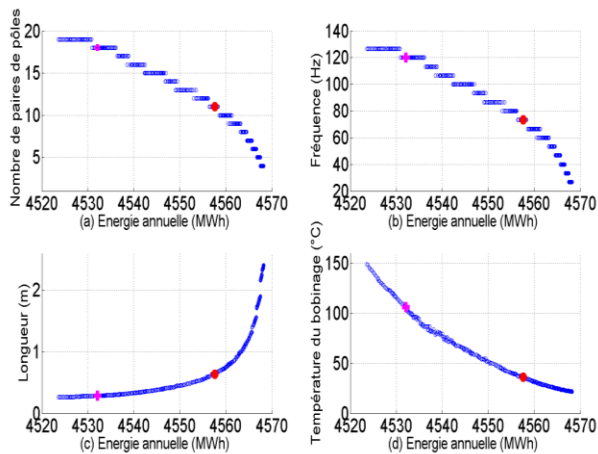


Fig. 6. Front de Pareto de quelques grandeurs.

2. ANALYSE DES SOLUTIONS PARTICULIERES

Dans cette partie, on s'intéressera au comportement des deux solutions particulières sélectionnées.

Les géométries, le maillage et les lignes de champ générées par les aimants à vide de ces solutions particulières sont représentées pour une paire de pôle par les figures (Fig.

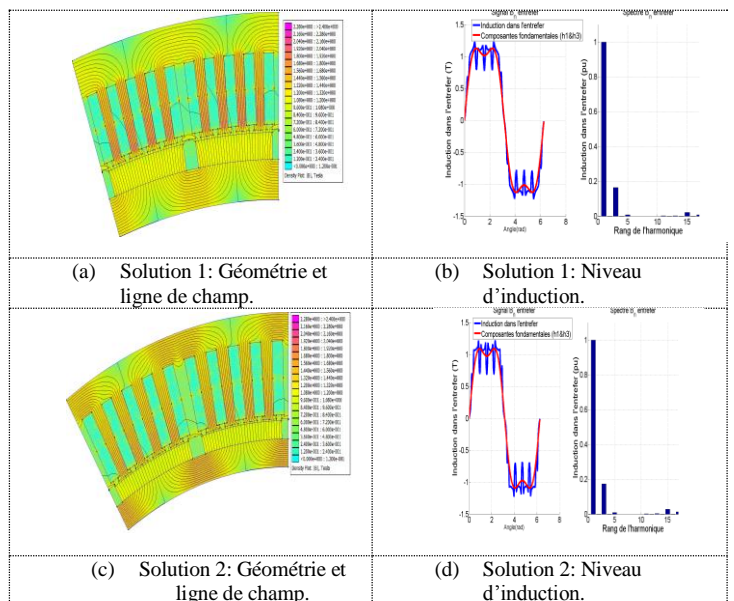


Fig. 7. Géométrie et grandeurs magnétiques des solutions particulières.

Les figures Fig. 8.a, Fig. 8.b, Fig. 8.c et Fig. 8.d illustrent respectivement les évolutions du courant de phase, de la tension simple, des pertes globales et du rendement sur cycle des deux solutions particulières. On peut noter une croissance des grandeurs suivant l'augmentation de la vitesse des courants marins. Sachant le point de fonctionnement évolue suivant le cycle hydrolien, les solutions obtenues garantissent le respect des contraintes électriques ($V_{s-RMS} \leq \frac{U_{dc}}{2\sqrt{2}}$ et $I_{s-RMS} \leq \frac{2\sqrt{2}S_{conv}}{5U_{dc}}$) liées à l'association de la génératrice avec le redresseur MLI. Cependant, pour la même caractéristique de puissance imposée à l'entrée de la génératrice (Fig. 2.a), la solution 1 produit un courant plus élevé comparé à la solution 2. Cela se traduit par une production de pertes sur cycle considérables dans la génératrice et dans le redresseur MLI. Sur tout le cycle, les deux solutions optimales présentent de bons rendements sur cycle à vitesse variable. Cependant, le rendement sur cycle est plus appréciable avec la solution 2.

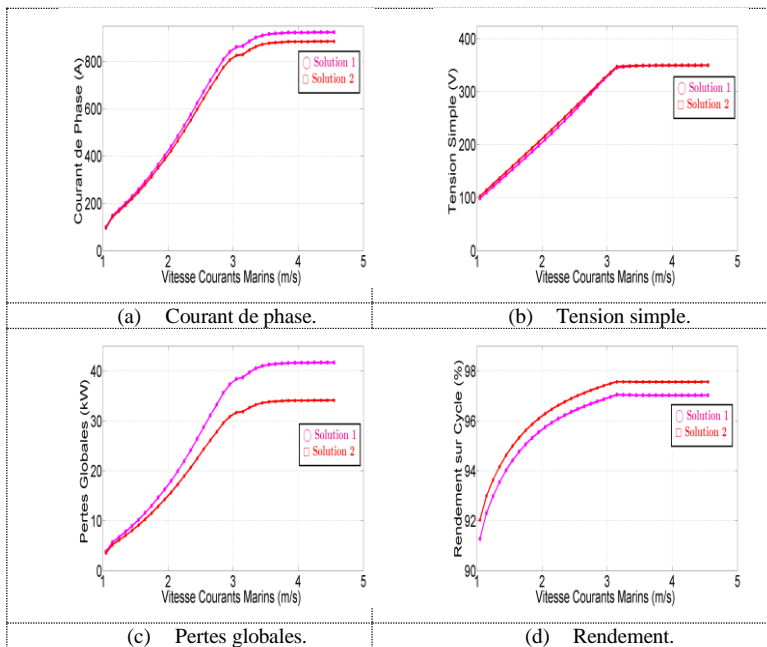


Fig. 8. Comportement sur cycle.

Pour les deux solutions particulières sélectionnées, les graphiques des Fig. 9.a et Fig. 9.b montrent l'évolution de la température en fonction des courants de phases pour différents niveaux de vitesse des courants marins sur le cycle hydrolien. Pour la solution 1, la température de bobinage obtenue (Fig. 9.a) respecte la contrainte thermique imposée ($T_{max}=155^{\circ}C$) sur le cycle, mais reste considérable (entre 80 et $100^{\circ}C$). De même, pour la solution 2, la température de bobinage (Fig. 9.b) respecte la contrainte imposée sur tout le cycle, mais on peut noter que la génératrice pentaphasée fonctionne avec des températures très basses. Il est donc possible de faire fonctionner la génératrice avec une puissance plus élevée sans atteindre la température maximale limite autorisée ($155^{\circ}C$) dans les enroulements.

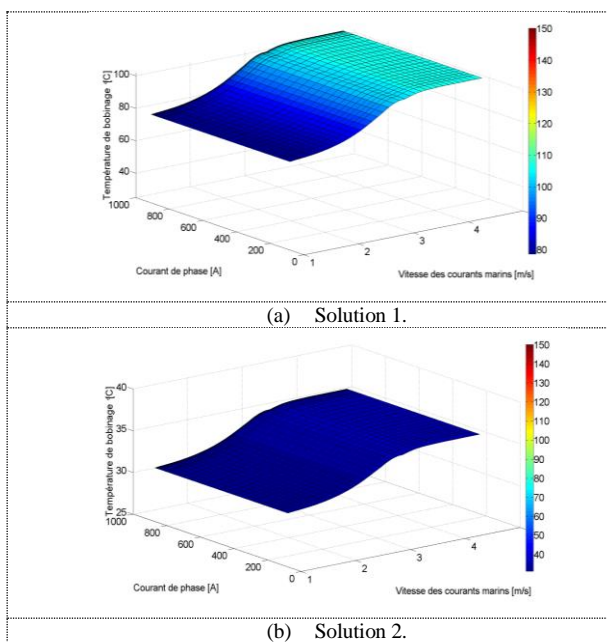


Fig. 9. Évolution de la température de bobinage sur cycle.

3. CONCLUSION

Cette étude présente une optimisation technico-économique d'une génératrice synchrone pentaphasée à aimants déposées avec une FEM non-sinusoidale. Nous avons présenté une

méthodologie d'optimisation avec des modèles précis, relativement simples en vue de mener cette approche d'optimisation. Les différentes performances obtenues sont analysées et comparées. Deux solutions particulières sont ciblées et il apparaît que le comportement thermique est nettement plus favorable pour la génératrice qui présente le plus d'énergie annuelle du fait de la présence d'une plus grande surface latérale d'échange thermique. Et ce résultat constitue un réel avantage pour le fonctionnement en mode défaut.

5. REFERENCES

- [1] L. Parsa, "On advantages of multi-phase machines," in 31st Annual Conference of IEEE Industrial Electronics Society, 2005. IEEE, IECON 2005. pp. 6-pp.
- [2] A. S. Thomas, Z.-Q. Zhu, R. L. Owen, G.W. Jewell, and D. Howe, "Multiphase flux-switching permanent-magnet brushless machine for aerospace application," IEEE Transactions on industry applications, 2009. vol. 45, no. 6, pp. 1971-1981.
- [3] F. Sculler, J.-F. Charpentier, and E. Semail, "Multi-star multi-phase winding for a high power naval propulsion machine with low ripple torques and high fault tolerant ability," in Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), 2010 IEEE. IEEE, 2010, pp. 1-5.
- [4] Røkke, Astrid, "Gradient based optimization of Permanent Magnet generator design for a tidal turbine," in Proc. Int. Conf. Elect. Mach.(ICEM) (, 2014), pp. 1199-1205.
- [5] Sarikhani, Ali and Mohammed, Osama, "A multi-physics multi-objective optimal design approach of PM synchronous machines", in Electrical Machines (ICEM), 2014 International Conference on (2014), pp. 968-974.
- [6] Astariz, S and Vazquez, A and Iglesias, G, "Evaluation and comparison son of the levelized cost of tidal, wave and offshore wind energy", Journal of Renewable and Sustainable Energy 7, 5 (2015), pp. 053112.
- [7] A. Seck, L. Moreau, M-F Benkhoris and M. Machmoum, "Investigation of space harmonic selectivity on the behavior of five-phase surface mounted magnets synchronous generator," in Electrimacs 2017 conference, Toulouse, France.
- [8] L. Drouen, F. Sculler, J.-F. Charpentier, E. SEMAIL, and S. CLENET, "Modèle analytique de pré dimensionnement de machines lentes à aimants de grand diamètre et à grand nombre de pôles," in proceedings of EF 2007 conference, 2007.
- [9] Z. JIAN, "Optimization design and control strategies of a double stator permanent magnet generator for tidal current energy application," Ph.D. dissertation, Université de Nantes, 2015.
- [10] G. Y. Sizov, P. Zhang, D. M. Ionel, N. Demerdash, I. Brown, A. Smith, and M. Solveson, "Modeling and analysis of effects of skew on torque ripple and stator tooth forces in permanent magnet ac machines," in Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE), 2012 IEEE. IEEE, 2012, pp. 3055-3061.
- [11] Hassan, Waleed and Wang, Bingsen, "Efficiency optimization of PMSM based drive system", in Power Electronics and Motion Control Conference (IPEMC), 2012 7th International vol. 2, (, 2012), pp. 1027-1033.
- [12] Dajaku, Gurakuq and Gerling, Dieter, "Evaluation of Iron Losses and Efficiency Improvements in Electric Machines", in CADFEM Symposium" Energieeffizienz-Elektrische Antriebe und Wandler (2011).
- [13] Pereira, LA and Pereira, LFA and Scharlau, CC and Da Rosa, R Schaeffer and Haffner, S, "Magnetic losses of five phase induction machines with optimized airgap induction waveform", in Anais do Congresso Brasileiro de Automática, available: <http://www.labplan.ufsc.br/congressos/CBA2010/Artigos/65466> vol. 1, (2010), pp. 2742-2748.
- [14] Graovac, Dusan and Purschel, Marco and Kiep, Andreas, "MOSFET power losses calculation using the data-sheet parameters", Infineon application note 1 (2006).
- [15] Pai, Ajay Poonjal and Reiter, Tomas and Maerz, Martin, "A new behavioral model for accurate loss calculations in power semiconductors", in PCIM Europe 2016; International Exhibition and Conference for Power Electronics, Intelligent Motion, Renewable Energy (2016), pp. 1-9.
- [16] Dubois, Maxime Roger Joseph, "Optimized permanent magnet generator topologies for direct-drive wind turbines", (2004).
- [17] J. Aubry, H. B. Ahmed, and B. Multon, "Bi-objective sizing optimization of a pm machine drive on an operating profile," in Electrical Machines (ICEM), 2010 XIX International Conference on. IEEE, 2010, pp. 1-7.