

# Génératrice Synchrones à Aimants multi-étoile pour améliorer le facteur de charge d'une hydrolienne

Franck SCUILLER

Institut de Recherche de l'Ecole Navale

**RESUME** – Pour les hydroliennes, les Génératrices Synchrones à Aimants Permanents (GSAP) à grand nombre de phases peuvent permettre de satisfaire les objectifs de rendement et de tolérance aux défauts. Cette dernière propriété peut être plus facilement exploitée si le bobinage statorique est constitué de plusieurs étoiles triphasées, rendant ainsi possible leurs alimentations par des convertisseurs standards modulaires. Cette étude propose une évaluation de l'influence du nombre d'étoiles de la machine sur l'énergie extraite par la turbine. Une méthode permettant d'estimer la puissance extraite par la turbine pour un nombre donné d'étoiles à différents régimes dégradés est détaillée. L'impact du nombre d'étoiles sur la résilience de la génératrice est alors estimé en évaluant le facteur de charge moyen probable sur une période de cinq ans (c'est-à-dire sans réparation). Selon l'approche probabiliste introduite, le facteur de charge est amélioré par l'augmentation du nombre d'étoiles et la configuration à trois étoiles apparaît comme un compromis en termes d'accroissement de complexité et de gain en énergie extraite.

**Mots-clés** – Machine polyphasée, Multi-étoile, Energie Marine, Hydrolienne, Résilience, Fiabilité, Modes dégradés.

## NOMENCLATURE

GSAP	Génératrice Synchrones à Aimants Permanents
MPPT	Maximum Power Point Tracking
CPR	Constant Power Range
MTPA	Maximum Torque Per Ampere
p.u.	Par Unité
$C_p$	Coefficient de puissance de la turbine
$\lambda$	Vitesse spécifique
$v_C$	Vitesse de courant de début d'exploitation
$v_R$	Vitesse nominale de courant (base)
$v_F$	Vitesse de courant de fin d'exploitation
$z$	Vitesse de courant (p.u.)
$y$	Vitesse électrique ou mécanique (p.u.)
$e$	Force électromotrice de base (p.u.)
$r$	Résistance statorique (p.u.)
$x$	Réactance synchrone (p.u.)
$(i_d, i_q)$	Courants d'axes $d$ et $q$ (p.u.)
$S$	Nombre total d'étoiles
$s$	Nombre d'étoiles disponibles
$F_{c,S}(T)$	Facteur de charge sur une durée $T$

## 1. INTRODUCTION

Pour extraire l'énergie des courants de marée, l'hydrolienne à axe de rotation horizontale est une solution très étudiée, sans doute en raison des similitudes avec les turbines éoliennes. Cependant, les sollicitations mécaniques et le dimensionnement résultant de la turbine diffèrent significativement [1]. Pour l'opérateur du réseau électrique, l'attrait principal de la centrale hydrolienne repose sur le caractère prédictible à long terme de la ressource.

Par principe, les génératrices hydroliennes sont placées dans des environnements sous-marins à fort courant, rendant leur maintenance particulièrement difficile. Une estimation de la fiabilité dès la phase d'avant-projets apparaît donc nécessaire, no-

tamment pour évaluer la viabilité économique. Le choix d'un générateur synchrone à aimants permanents (GSAP) et à entraînement direct s'inscrit dans cette recherche de solutions supportées robustes si les retours d'expérience des grands générateurs éoliens sont extrapolés aux hydroliennes [2]. De plus, dans [3] recensant les hydroliennes de forte puissance en phase de développement, il apparaît que les hélice à calage fixe sont fréquemment choisis, sans doute pour éviter l'entretien du système d'orientation des pâles. Il est important de préciser que le pas fixe nécessite, pour les fortes vitesses de courant, la mise en oeuvre d'un contrôle par défluxage aboutissant à une mise en sur-vitesse de la turbine [4], ce qui diffère grandement de la stratégie retenue sur les éoliennes de forte puissance (où le freinage aérodynamique est choisi, voire imposé par les organismes de certification). La turbine hydrolienne ici évaluée est donc à pas fixe. La génératrice associée est une machine synchrone à aimants déposés, réputée réduire les pertes électriques et les vibrations au bénéfice du rendement et de la longévité [5].

Une génératrice polyphasée (c'est-à-dire à nombre de phases supérieur à trois) est intrinsèquement apte à fonctionner en régime dégradé, c'est-à-dire avec des phases indisponibles [6, 7]. Par exemple, une association de convertisseurs modulaires connectant individuellement les phases de la machine au réseau est présentée et évaluée dans [8, 9]. Ces solutions intéressantes nécessitent des convertisseurs spécifiques et des systèmes de détection de défauts. En fait, l'amélioration de la fiabilité fonctionnelle induite par l'augmentation du nombre de phases est modérée par la réduction de la fiabilité structurelle impliquée par une électronique de puissance et un contrôle plus élaborés [10]. Le choix d'un bobinage multi-étoile (à plusieurs étoiles triphasées) permet d'alimenter la machine par des convertisseurs triphasés standards modulaires au bénéfice du coût et de la maintenabilité, ce qui limite la dégradation de la fiabilité structurelle.

Dans cet article, la possibilité d'utiliser une GSAP multi-étoiles est évaluée. Le bobinage est donc composé de plusieurs étoiles triphasées électriquement indépendantes, chaque étoile étant connectée au réseau par son propre convertisseur. Des convertisseurs triphasés standards modulaires (type redresseur-onduleur IGBT) peuvent ainsi être utilisés au bénéfice du coût et de la maintenabilité. La structure à deux étoiles triphasées décalées de 30 degrés électriques est probablement la solution la plus utilisée [11]. Ici le bobinage considéré intègre des étoiles magnétiquement superposées (non décalées). Cette solution élimine les courants de circulation entre étoiles et réduit les couplages magnétiques entre étoiles [12]. De plus, le spectre harmonique des couples pulsatoires n'est pas modifié en cas de perte d'étoiles (une machine à plusieurs étoiles triphasées magnétiquement superposées étant une machine à trois phases magnétiques [13]). Finalement, si il est admis qu'une perte d'étoiles équivaut à une déconnexion complète du convertisseur correspondant, le contrôle de la génératrice est inchangé en régime normal ou dégradé.

Dans ce contexte, il s'agit pour le concepteur de quantifier l'influence du nombre d'étoiles sur la disponibilité de l'énergie. L'objectif de cette étude est de contribuer à évaluer cette influence sur l'énergie extraite par estimation du facteur de charge

probable (le facteur de charge est le rapport de l'énergie effectivement extraite sur l'énergie qui serait obtenue à pleine puissance). La première partie de l'article donne des éléments de spécifications de l'hydrolienne : caractérisation du gisement, stratégie de contrôle de l'hydrolienne, méthode d'adaptation de la génératrice à la turbine et éléments de dimensionnement magnétique de la machine sont abordés. Les grandeurs adimensionnées (en p.u.) sont utilisées intensivement pour faciliter la ré-utilisation de la démarche proposée. La deuxième partie vise à calculer la puissance extraite par la génératrice en fonction du nombre d'étoiles choisi et du nombre d'étoiles disponibles. Ainsi le fonctionnement en cas de défaillances d'étoile est préalablement examiné. Les différentes pertes de l'ensemble convertisseur-machine sont ensuite calculées, pour les différentes configurations nominal et dégradées. Le facteur de charge de l'hydrolienne peut finalement être évalué à l'aide d'un modèle probabiliste, l'objectif étant de rechercher l'existence éventuel d'un nombre optimal d'étoiles.

## 2. ELÉMENTS DE SPÉCIFICATION DE L'HYDROLIENNE

### 2.1. Caractérisation du gisement

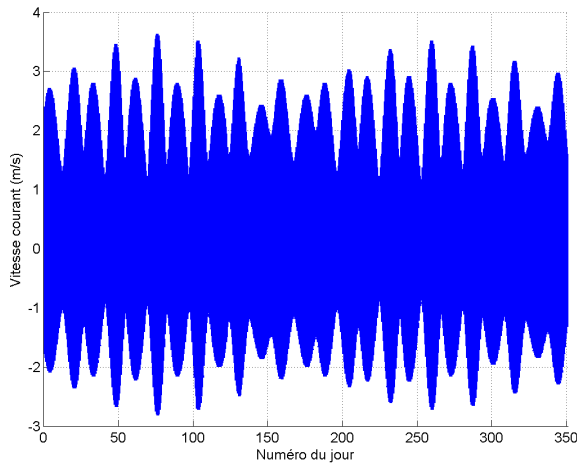


Fig. 1. Vitesse de courant de marée en fonction du temps sur une année

Pour le site considéré (Raz de Sein à l'Ouest de la Bretagne, en France), les vitesses, heure par heure, sont reportées en figure 1 pour une année complète : la vitesse absolue moyenne est 1.33m/s et la vitesse absolue maximale est d'environ 3.6m/s. La figure 2 représente la distribution des vitesses absolues correspondantes (cette grandeur peut être apparentée à une densité de probabilité de vent moyen pour une éolienne) : cette distribution de vitesse est notée  $f_Z(z)$  où  $z$  est la vitesse de courant adimensionnée (en p.u.) en référence à la vitesse nominale de courant  $v_R$ , définissant la puissance nominale de la génératrice.

Comme pour une éolienne, l'hydrolienne à vitesse de rotation variable fonctionne en exploitation de puissance maximale (Maximum Power Point Tracking, MPPT) entre la vitesse de courant de démarrage d'exploitation  $v_C$  et la vitesse nominale de courant  $v_R$ . A cette vitesse  $v_R$ , la génératrice développe sa puissance nominale de base, caractérisée par le couple de base et la vitesse de rotation de base. Entre la vitesse  $v_R$  et la vitesse de fin d'exploitation  $v_F$ , la machine est pilotée pour injecter au réseau sa puissance nominale. L'angle de calage de la turbine étant fixe, cette stratégie nécessite de défluxer la machine, ce qui aboutit à une augmentation de la vitesse de rotation au-delà de la valeur de base (obtenue à la vitesse de courant  $v_R$ ) [4].

Dans cette étude, la puissance nominale de l'hydrolienne est de l'ordre de 1MW, atteinte à la vitesse nominale d'exploitation  $v_R$  choisie égale à 2.7m/s : les vitesses de courant  $z$  (en p.u.) sont donc adimensionnées avec  $v_R = 2.7m/s$  en base. Les

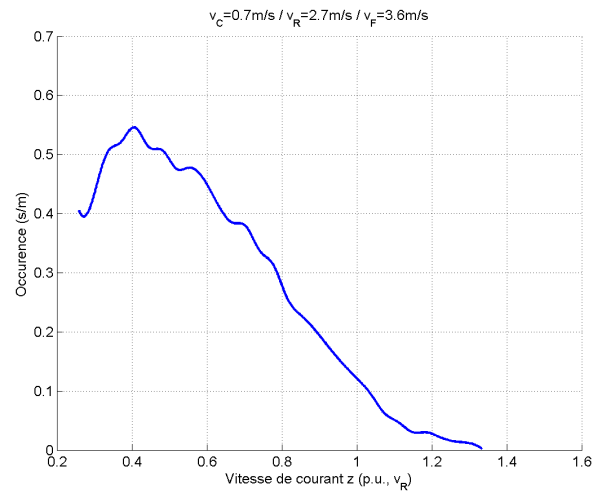


Fig. 2. Distribution de la valeur absolue des vitesses sur une année

vitesses de début d'exploitation et de fin d'exploitation sont respectivement  $v_C = 0.7m/s = 0.26$  et  $v_F = 3.6m/s = 1.33$ . Cette vitesse de fin d'exploitation est notée  $z_{cpr} = 1.33$  (CPR en référence à *Constant Power Range*).

### 2.2. Stratégie de contrôle de la génératrice

En général, les machines synchrones à aimants déposés ne permettent pas d'obtenir une large plage de vitesse, au contraire des machines à aimants enterrés par exemple [14]. Cependant, lors de la phase de conception de la machine à aimants déposés, contraindre la valeur de la réaction magnétique d'induit permet de maîtriser la plage de vitesse [15]. Pour l'hydrolienne, la plage de vitesse de rotation à puissance constante dépend du coefficient de puissance de la turbine et des vitesses de courant de marée (nominale et de fin d'exploitation) où la puissance doit être maintenue.

En dessous de la vitesse de courant nominale, la stratégie d'extraction de puissance maximale (MPPT) est réalisée. Pratiquement, la MPPT est opérée sans mesure de la vitesse de courant : si la turbine est correctement caractérisée, la trajectoire MPPT associe directement la vitesse de rotation au couple optimal. Pour le contrôle de génératrice en zone MPPT, il est choisi d'aligner courant et force électromotrice de sorte à maximiser le rapport couple sur courant efficace (stratégie *Maximum Torque Per Ampere*, MTPA). La puissance apparente des convertisseurs statiques est donc calculée sur cette base. Par rapport à une stratégie de contrôle de la génératrice à puissance maximale (alignement du courant et de la tension), le choix d'un contrôle de base MTPA conduit à une augmentation de la puissance apparente de l'électronique de puissance. Cependant, cet accroissement facilite l'extension de la plage de vitesse de fonctionnement, objectif ici recherché.

La figure 3 représente le diagramme vectoriel de la génératrice au point de base (en traits pleins, la résistance statorique est négligée pour améliorer la lisibilité). Le point de base détermine la vitesse de rotation de base  $\Omega_b$ . La vitesse de rotation adimensionnée (en p.u.)  $y$  est définie comme suit (où  $\Omega$  est la vitesse de rotation) :

$$y = \frac{\Omega}{\Omega_b} \quad (1)$$

$y$  est égal à la fréquence en p.u. de la génératrice synchrone. Sur la figure 3, le diagramme vectoriel en traits pleins (liant la tension de base  $v = 1$ , la fem de base  $e$  et la réaction magnétique de base  $x$ ) est la représentation graphique de l'équation en tension de la machine projetée sur les axes direct (d) et quadratique (q). En p.u., les projections sur ces deux axes donnent le système

d'équations suivant :

$$\begin{cases} 0 = v_d + r i_d - y x i_q \\ y e = v_q + r i_q + y x i_d \end{cases} \quad (2)$$

Le point de base lie la fem de base  $e$ , la résistance de base  $r$  et la réaction magnétique d'induit de base  $x$  selon l'expression suivante :

$$1 = (e + r)^2 + x^2 \quad (3)$$

Entre la vitesse nominale de courant ( $z = 1$ ) et la vitesse maximale d'exploitation ( $z = 1.33$ ), la puissance de base doit être maintenue : cela définit la zone de fonctionnement à puissance constante (*Constant Power Range*, CPR). A puissance apparente donnée, la vitesse de rotation maximale ( $y_{cpr}$  en p.u.) où la puissance de base peut être atteinte est calculée analytiquement :

$$y_{cpr} = \frac{2e(e - r)}{e^2 - x^2} - 1 \quad (4)$$

Sur la figure 3, la réaction magnétique  $x y_{cpr}$  correspondant à la vitesse de rotation maximale est représentée : dans la zone CPR, les points de fonctionnement de la génératrice appartiennent à la droite en pointillé fin (reliant la flèche de  $x$  à la flèche de  $x y_{cpr}$ ). La trajectoire en pointillé fort (circulaire) correspond au contrôle à puissance maximale au-delà de la vitesse de base. Elle illustre le fait que la stratégie CPR ne permet pas de transférer la totalité de la puissance apparente du convertisseur à la machine, ce qui s'explique par le choix du point de base en MTPA (au lieu du choix du point de base à facteur de puissance unitaire qui aurait amélioré l'exploitation du convertisseur). Cependant, le sur-dimensionnement résultant peut être considéré comme une réserve de puissance pour l'opérateur du réseau.

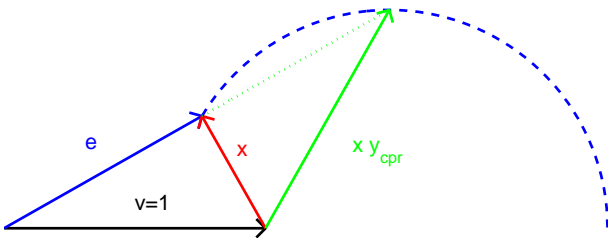


Fig. 3. Diagramme vectoriel au point de base avec trajectoires CPR et à puissance maximale au delà de  $y = 1$

### 2.3. Adaptation turbine-génératrice

La correspondance entre la vitesse maximale de courant exploité  $z_{cpr}$  et la vitesse de rotation  $y_{cpr}$  dépend des caractéristiques de la turbine, la vitesse de rotation  $y_{cpr}$  permettant de déterminer la réaction magnétique d'induit requise pour la génératrice.

La figure 4 illustre la méthode utilisée pour calculer la réaction magnétique d'induit permettant de satisfaire la plage de fonctionnement à puissance constante. La turbine est caractérisée par son coefficient de puissance  $C_p(\lambda)$ ,  $\lambda$  étant la vitesse spécifique. Si  $\lambda^*$  est la vitesse spécifique maximisant le coefficient de puissance, alors la variation de la puissance de la turbine  $p_t$  (en p.u., c'est-à-dire normalisée sur la puissance mécanique de base, soit environ 1MW) en fonction de la vitesse de rotation  $y$  et de la vitesse de courant  $z$  vérifie la relation suivante :

$$p_t(y, z) = \frac{C_p(\lambda^* \frac{y}{z}) z^3}{C_p(\lambda^*)} \quad (5)$$

Par définition, la puissance de base est atteinte à la vitesse de courant de base ( $z = 1$ , soit  $v_R = 2.7m/s$ ). La génératrice tourne alors à la vitesse de base  $y = 1$ . La puissance de base

doit être maintenue jusque la vitesse maximale de courant exploité ( $z = z_{cpr} = 1.33$ , soit  $v_F = 3.6m/s$ ) : la vitesse de rotation correspondante définit la vitesse  $y_{cpr}$  pour la génératrice. Selon la figure 4, pour le cas ici étudié,  $y_{cpr}$  doit valoir 1.93. Valables en régime linéaire, les relations (3) et (4) permettent de lier  $y_{cpr}$  à la réaction magnétique d'induit  $x$ . Si la résistance statorique est négligée, les force électromotrice et réaction magnétique d'induit de base se calculent avec les relations suivantes :

$$\begin{cases} e = \sqrt{\frac{y_{cpr} + 1}{2y_{cpr}}} \\ x = \sqrt{\frac{y_{cpr} - 1}{2y_{cpr}}} \end{cases} \quad (6)$$

Pour l'hydrolienne ici considérée, la réaction magnétique d'induit requise  $x$  vaut 0.49. Cette valeur doit être prise en compte lors du dimensionnement magnétique de la GSAP. En forte puissance, le grand entrefer caractéristique de ces machines permet normalement d'atteindre cet objectif sans disposition particulière. L'exemple des GSAP éoliennes à entraînement direct le confirme [16].

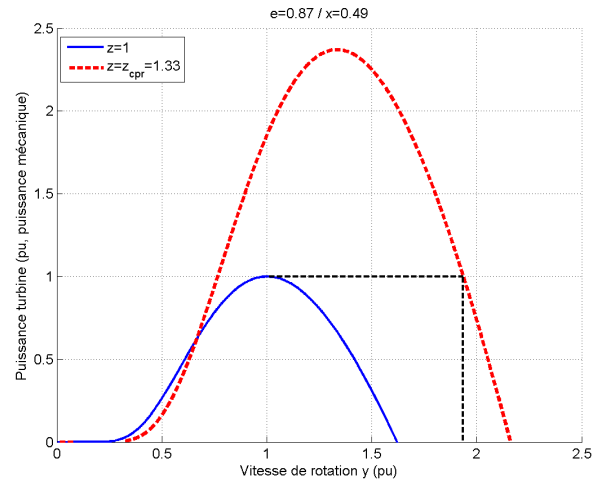


Fig. 4. Adaptation de la turbine à la génératrice pour le fonctionnement à puissance constante

### 2.4. Éléments relatifs à la conception de la génératrice

La GSAP est directement entraînée par la turbine. Les puissance et vitesse de rotation de base sont de l'ordre de 1MW et de 15tr/min respectivement. Une machine avec 72 paires de pôles équipé d'un bobinage diamétral (à une encoche par pôle et par phase) est choisi afin de maximiser le coefficient de bobinage et la densité de couple. La figure 5 montre la distribution de bobinage au-dessus de 4 paires de pôles : les 12 bobines peuvent être électriquement connectées de sorte à former une, deux, trois ou quatre étoiles triphasées électriquement indépendantes. Les étoiles sont magnétiquement superposées, ce qui signifie que le décalage angulaire entre les étoiles vaut zéro, comme le montre la figure 6 (pour un système à 4 étoiles). Comme expliqué dans l'introduction, cette solution réduit les couplages magnétiques entre étoiles. Par conséquent, pour une étoile donnée, la tension de modulation calculée par le contrôleur de courant ne dépend pas des autres étoiles.

La connexion au réseau électrique des  $S$  étoiles de la génératrice est réalisée avec  $S$  redresseur/onduleur identiques. La figure 7 représente la cas à 4 étoiles.

## 3. EXTRACTION DE PUISSANCE

### 3.1. Analyse du fonctionnement en déconnexion d'étoiles

Le circuit magnétique envisagé est conçu pour intégrer entre une et quatre étoiles triphasées. Quelque soit le nombre de

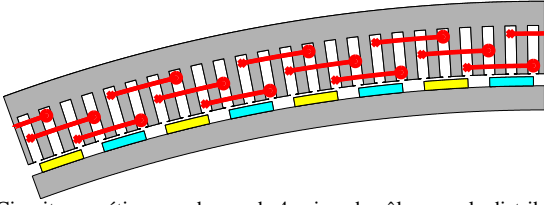


Fig. 5. Circuit magnétique au-dessus de 4 paires de pôles avec la distribution des bobines

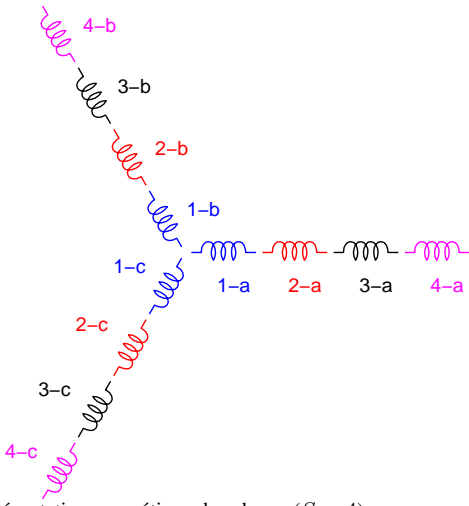


Fig. 6. Représentation magnétique des phases ( $S = 4$ )

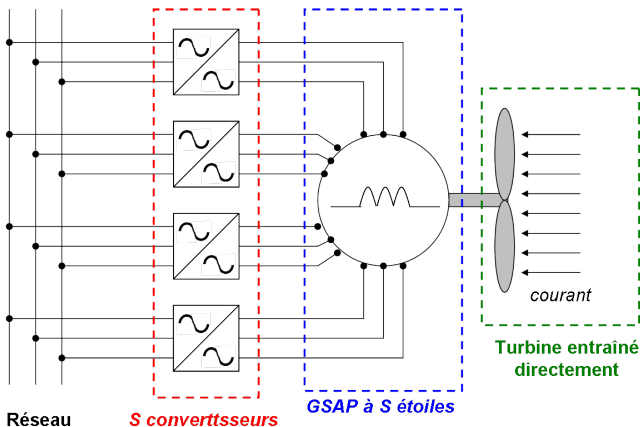


Fig. 7. Connexion de la génératrice au réseau (cas  $S = 4$  étoiles)

d'étoiles choisi, les circuits triphasés sont en parallèle. Il en résulte une amplitude de force électromotrice indépendante du nombre d'étoiles choisi. De plus, le courant d'une étoile est  $S$  fois plus faibles que le courant de la machine et les impédances d'étoile (résistance et inductance) sont  $S$  fois plus grandes. Par conséquent, la tension de base d'une étoile est égale à la tension de base de la machine complète (toutes étoiles utilisées). Ainsi, la plage de vitesse d'une étoile seule (une seule étoile disponible,  $s = 1$ ) est identique à celle de la machine complète, excepté pour le couple qui est  $S$  fois plus faible. En d'autres termes, le couple est réparti entre les  $S$  étoiles. La figure 8 illustre le cas à 2 étoiles  $S = 2$  (la plage de vitesse complète, au-delà de  $y_{cpr} = 1.93$ , y est reportée).

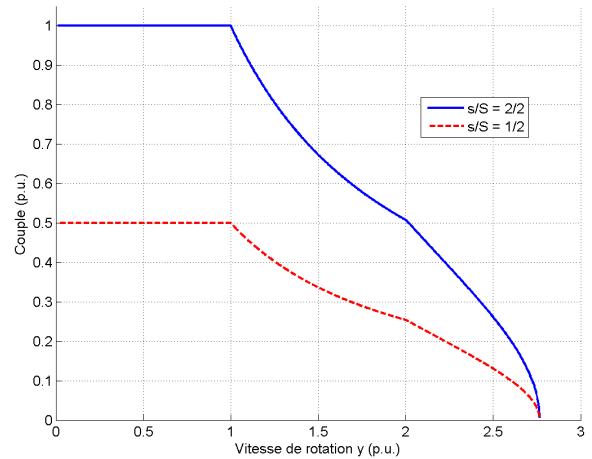


Fig. 8. Caractéristiques couple/vitesse pour une machine à  $S = 2$  étoiles en régime nominal ( $s = 2$ ) et dégradé ( $s = 1$ )

La figure 9 montre l'évolution de la vitesse de rotation de la turbine en fonction de la vitesse de courant dans le cas d'une génératrice à 2 étoiles ( $S = 2$ ). Si toutes les étoiles sont disponibles ( $s/S = 2/2$ ), alors la stratégie d'extraction de puissance maximale (MPPT) peut être appliquée entre la vitesse de démarrage ( $z = 0.26$ ) et la vitesse de courant nominal ( $z = 1$ ). La vitesse de rotation est alors proportionnel à la vitesse de courant (la vitesse spécifique  $\lambda$  étant maintenue à la valeur optimale  $\lambda^*$ ). Au-dessus de la vitesse nominale ( $z = 1$ ), le contrôle à puissance constante est appliqué, ce qui fait accélérer la turbine jusqu'à la vitesse de rotation  $y_{cpr}$  (1.93 selon l'analyse conduite en section 2.3). Si seule une étoile est disponible ( $s/S = 1/2$ ), la MPPT ne peut pas être réalisée jusqu'à la vitesse de courant nominal puisque le couple électromagnétique freinant la turbine est divisé par deux. Ainsi, la MPPT peut effectivement être opérée entre la vitesse de démarrage ( $z = 0.26$ ) et la vitesse de courant correspondant à la moitié du couple de la turbine, soit  $z = 1/\sqrt{2}$ . Au-dessus de cette vitesse, le couple maximal disponible (la moitié du couple de base puisque  $s/S = 1/2$ ) est maintenu jusqu'à atteindre la vitesse de rotation nominale ( $y = 1$ ): ce fonctionnement est représenté par le segment AB sur la figure 9. Finalement, le contrôle à puissance constante est réalisé du point B au point C. La vitesse de rotation finale au point C (2.05) est plus grande que  $y_{cpr}$  puisque la capacité de freinage de la génératrice est réduite.

Il convient de vérifier que la vitesse de rotation maximale dans le régime le plus dégradé n'est pas trop élevée. Le cas le plus défavorable est une machine à 4 étoiles ( $S = 4$ ) avec une seule étoile fonctionnelle ( $s = 1$ ): la vitesse de rotation maximale (atteinte pour  $z = z_{cpr} = 1.33$ ) vaut alors 2.11, ce qui est considéré acceptable.

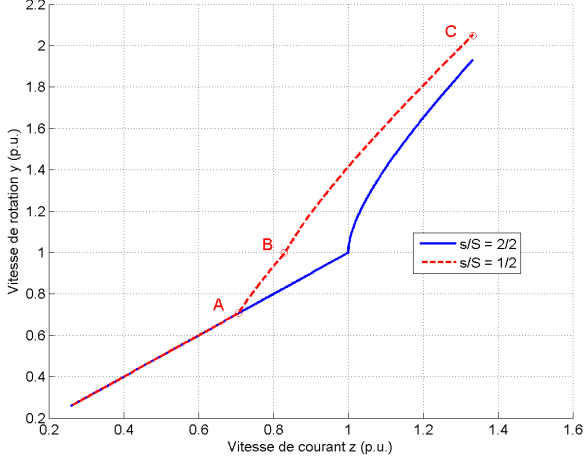


Fig. 9. Vitesse de rotation de la génératrice en fonction de la vitesse de courant en régimes nominal et dégradé (cas  $S = 2$ )

### 3.2. Modèles de pertes

#### 3.2.1. Pertes cuivre

Les pertes cuivre de la génératrice dépendent de la résistance statorique et du courant efficace. L'approche proposée ne tient pas compte de la variation de la valeur de la résistance avec la température. Dans la configuration où  $s$  étoiles sont activées, chacune parcourue par le même courant efficace  $I_e$ , les pertes cuivre totales de la génératrice s'expriment comme suit (où  $R_e$  désigne la résistance d'une étoile) :

$$P_{cu} = s3R_e I_e^2 \quad (7)$$

Les étoiles étant en parallèle, la résistance de la machine  $R_m$  est fonction de  $R_e$  :

$$R_e = SR_m \quad (8)$$

De même, le courant de la machine  $I_m$  est la somme des courants des étoiles activés :

$$I_m = sI_e \quad (9)$$

Compte tenu des relations (7), (8) et (9), les pertes cuivre adimensionnées en configuration  $s/S$  sont :

$$p_{cu,s/S}(i_m) = p_{cu,n} \frac{S}{s} i_m^2 = r \frac{S}{s} i_m^2 \quad (10)$$

Dans l'équation (10),  $p_{cu,n}$  désignent les pertes cuivre totales de la génératrice au point nominal ( $s = S$  et  $I_m = I_{m,n}$ , c'est-à-dire  $i_m = 1$ ).  $p_{cu,n}$  est égal à la résistance  $r$  (en p.u.) de la machine.

Dans la relation (10), le courant p.u.  $i_m$  reste toujours basée sur le courant nominal total de la génératrice  $I_{m,n}$  (lorsque les  $S$  étoiles sont utilisées). Par exemple, dans une configuration à 2 étoiles ( $S = 2$ ), si seule une étoile est disponible  $s = 1$ , le courant maximal de la génératrice est  $i_m = 0.5$ . Selon la relation (10), les pertes cuivre valent  $p_{cu,1/2}(0.5) = 0.5r$ . Par contre, si toutes les étoiles sont disponibles ( $s = S = 2$ ), pour le même courant total de génératrice (mais répartie entre les deux étoiles), les pertes cuivre sont  $p_{cu,2/2}(0.5) = 0.25r$ . Il est donc confirmé que les pertes cuivre sont réduites si le nombre d'étoiles disponibles est augmenté. En pratique, si seules les pertes cuivre sont considérées, une stratégie visant à déconnecter les étoiles à faible charge dégraderait le rendement.

#### 3.2.2. Pertes fer

Les pertes fer sont la somme des pertes par hysteresis et des pertes par courant de Foucault [17, 18]. Selon les hypothèses classiquement admises pour le régime sinusoïdal, les pertes par hysteresis sont proportionnelles à la fréquence et les pertes par courant de Foucault sont proportionnelles au carré de la fréquence. La relation suivante permet d'estimer les pertes fer totales de la machine à  $S$  étoiles  $p_{S,fer}$  :

$$p_{fer,S}(i_m) = \left[ (e + xi_{m,d})^2 + (xi_{m,q})^2 \right] [p_{hy,n}y + p_{fo,n}y^2] \quad (11)$$

Dans l'équation (11),  $i_{m,d}$  et  $i_{m,q}$  sont les courants de la machine projetés sur les axes  $d$  et  $q$ .  $p_{h,n}$  et  $p_{fo,n}$  désignent respectivement les pertes par hysteresis nominales (en p.u.) et les pertes par courant de Foucault.

Dans la suite, il est supposé que les pertes fer ne dépendent pas du nombre d'étoiles connectées. En d'autres termes, l'expression (11) est utilisée quelque soit le nombre d'étoiles  $s$  disponibles. Cela revient à considérer l'induction dans le fer de la machine ne dépend que du champ dû aux aimants (terme  $e$  dans la relation (11)) et du champ dû au courant (termes  $xi_{m,d}$  et  $xi_{m,q}$  dans la relation (11)). La force magnétomotrice statorique induisant l'induction statorique ne dépend que du courant total de la machine. En pratique, les lignes de champ sont modifiées si le courant total  $i_m$  est imposé avec  $s$  ou  $s'$  étoiles (changement de la localisation des termes source et de leur amplitude). Ces effets locaux ne sont pas traduits : ils sont considérés mineurs et la machine ne sature pas.

#### 3.2.3. Pertes convertisseur

La génératrice est connectée au réseau par l'intermédiaire de  $S$  convertisseurs statiques identiques. Les pertes d'un convertisseur sont supposées dépendre du courant circulant dans l'étoile qu'il alimente. Les pertes d'un convertisseur triphasé  $p_{cvs,e}$  (en p.u.) en fonction du courant d'étoile  $i_e$  sont supposées évoluer selon le modèle proposé dans [16] (adapté à des courants sinusoïdaux pour la génératrice et le réseau) :

$$\begin{aligned} p_{cvs,e} &= p_{cvs,e,n} \frac{1}{31} \left( 1 + 20 \frac{I_e}{I_{e,n}} + 10 \frac{I_e}{I_{e,n}}^2 \right) \\ &= p_{cvs,e,n} f \left( \frac{I_e}{I_{e,n}} \right) \end{aligned} \quad (12)$$

Dans (12),  $p_{cvs,e,n}$  est la perte nominale d'un convertisseur d'étoile (atteinte pour  $I_e = I_{e,n}$ ). Les pertes totales nominales des  $S$  convertisseurs de la machine à  $S$  étoiles sont alors données par la relation suivante :

$$p_{cvs,m,n} = Sp_{cvs,e,n} \quad (13)$$

La relation (9) permet d'exprimer  $I_e/I_{e,n}$  en fonction du courant p.u. de la machine  $i_m$  :

$$\frac{I_e}{I_{e,n}} = \frac{S}{s} i_m \quad (14)$$

Finalement, d'après (12), (13) et (14), les pertes convertisseurs totales pour un système à  $S$  étoiles avec  $s$  étoiles disponibles sont données par la relation suivante :

$$p_{cvs,s/S}(i_m) = p_{cvs,m,n} \frac{s}{S} f \left( \frac{S}{s} i_m \right) \quad (15)$$

Cette approche suppose que les pertes en p.u. d'un convertisseur ne dépendent pas du nombre d'étoiles, donc de sa puissance. En pratique, plus le convertisseur est puissant, meilleur est son rendement nominal et donc plus faibles sont ses pertes adimensionnées (en p.u.). Pour traduire cet effet, il faudrait rendre  $p_{cvs,m,n}$  dépendant du nombre total d'étoiles  $S$  : si  $S$  augmente, les convertisseurs d'étoile sont moins puissants et, par conséquent, les pertes nominales  $p_{cvs,m,n}$  augmentent.

### 3.3. Puissance extraite en fonction de la vitesse de courant

Les modèles de pertes introduits dans la section précédente permettent d'estimer la puissance extraite par l'hydrolienne. La puissance extraite est la différence entre la puissance mécanique récupérée par la turbine et les pertes : le résultat est assimilé à la puissance injectée sur le réseau. Pour une configuration à  $S$  étoiles, l'approche proposée permet de calculer la puissance extraite en fonction du courant de marée et du nombre d'étoiles disponibles  $s$ . Les applications numériques sont réalisées pour les valeurs de pertes précisées dans le tableau 1 : elles définissent un rendement (rapport puissance extraite sur puissance mécanique) au point de base de 5% (en configuration nominale,  $s = S$ ).

Tableau 1. Valeurs numériques pour les modèles de pertes

Pertes	Base $S_b$	Base $P_b = eS_b$
Cuivre	$p_{cu,n} = 0.0087$	1%
Hysteresis	$p_{hy,n} = 0.0061$	0.7%
Foucault	$p_{fo,n} = 0.0026$	0.3%
Convertisseurs	$p_{cvs,m,n} = 0.0261$	3%
Total	0.0435	5%

Les résultats sont illustrés pour une machine à 4 étoiles ( $S = 4$ ). La figure 10 montre l'évolution du rendement en fonction de la vitesse de courant dans les différents régimes nominal et dégradés ( $s \in [1..4]$ ) : à vitesse donnée, le rendement est d'autant meilleur que le nombre d'étoiles utilisées  $s$  est grand. La figure 11 montre l'évolution des puissances extraites pour les différents régimes de fonctionnement. A vitesse de courant donnée, la puissance extraite est pratiquement proportionnelle au nombre d'étoiles disponibles  $s$ . Cependant, l'aptitude de la génératrice à extraire de la puissance en régime dégradé sur toute la plage de vitesse de courant est clairement apparente.

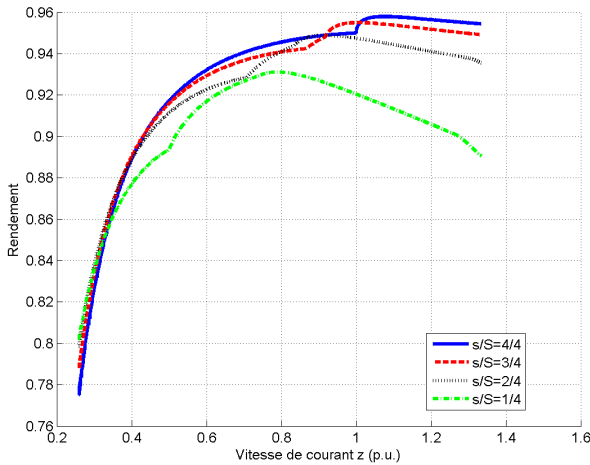


Fig. 10. Rendement en fonction de la vitesse de marée en régimes nominale et dégradés ( $S = 4$ )

### 3.4. Influence du nombre d'étoiles sur le facteur de charge

L'objectif de l'étude est de déterminer l'influence du nombre d'étoiles  $S$  sur le facteur de charge en admettant le fonctionnement en régime dégradé (pertes d'étoiles) sur une certaine durée. Pour cette évaluation préliminaire, la disponibilité de la génératrice (aptitude à injecter de la puissance sur le réseau) est calculée en considérant exclusivement la fiabilité des convertisseurs triphasés réputés comme les éléments les plus défaillants de la chaîne de conversion. Il est supposé que la probabilité d'avoir  $s$  convertisseurs disponibles parmi  $S$  suit une loi binomiale avec une probabilité de succès  $p$ . Cette approche signifie

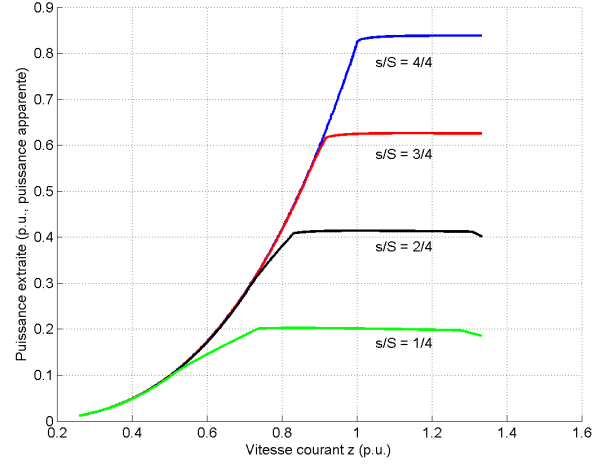


Fig. 11. Puissances extraites en fonction de la vitesse de courant selon le nombre d'étoiles disponibles (cas  $S = 4$ )

que la fiabilité d'un convertisseur ne dépend pas de la fiabilité des autres. De plus, il est supposé que le taux de défaillance  $\lambda$  d'un convertisseur d'étoile ne dépend pas du temps et conserve la même valeur quelque soient le nombre total d'étoiles  $S$  et le nombre d'étoiles disponibles  $s$ . La valeur numérique du taux de défaillance  $\lambda$  est estimée à l'aide des retours d'expérience publiés sur les génératrices éoliennes [19]. Sur cette base, pour l'étude ici décrite, le taux de défaillance d'un convertisseur  $\lambda$  est supposé égal à 0.1 par an. Finalement, la probabilité de succès (gouvernant la loi binomiale) s'exprime comme suit :

$$p(t) = e^{-\lambda t} \quad \text{avec } \lambda = 0.1/\text{an} \quad (16)$$

$X_S(t)$  est la variable aléatoire donnant le nombre d'étoiles disponibles à l'instant  $t$  pour une génératrice à  $S$  étoiles :

$$p\{X_S(t) = s\} = C_S^s (e^{-\lambda t})^s (1 - e^{-\lambda t})^{S-s} \quad (17)$$

Pour une génératrice à  $S$  étoiles, la puissance moyenne probable à l'instant  $t$  (noté  $p_{ext,S}(t)$ , en p.u.) peut être vue comme la somme des puissances moyennes en configuration  $s$  étoiles sur  $S$  (notées  $p_{ext,s/S}$ , en p.u.) pondérées par la probabilité de disposer d'exactly  $S$  étoiles :

$$p_{ext,S}(t) = \sum_{s=0}^S p_{ext,s/S} \times p\{X_S(t) = s\} \quad (18)$$

La puissance moyenne  $p_{ext,s/S}$  correspondant à l'utilisation de  $s$  étoiles exactement sur  $S$  s'exprime en fonction de la distribution de vitesse de courant de marée  $f_Z$  :

$$p_{ext,s/S} = \frac{1}{e} \int_{z=0}^{+\infty} p_{ext,s/S}(z) f_Z(z) dz \quad (19)$$

Le facteur de charge sur une durée de  $T$  années est alors assimilée à la somme de la puissance moyenne probable définie par (18) :

$$F_{c,S}(T) = \int_{t=0}^T p_{ext,S}(t) dt \quad (20)$$

La relation (20) est évaluée en considérant une période de 5 ans ( $T = 5$  ans), ce qui signifie que les convertisseurs de l'hydrolienne doivent fonctionner cinq ans sans maintenance. La figure 12 résume les résultats obtenus. Il apparaît qu'augmenter le nombre d'étoiles  $S$  améliore le facteur de charge : la configuration à une étoile ( $S = 1$ ), non résiliente, présente un facteur de

charge de 16.1% alors que les configurations à 2, 3 et 4 étoiles mènent à des facteurs charges de 18.0%, 18.5% et 18.7% respectivement. Le gain en facteur de charge est significatif en passant d'une étoile ( $S = 1$ ) à deux étoiles ( $S = 2$ ) puis la progression est moins forte. Le choix d'un bobinage à trois étoiles ( $S = 3$ ) apparaît alors comme un compromis intéressant entre augmentation de la complexité et amélioration de la disponibilité.

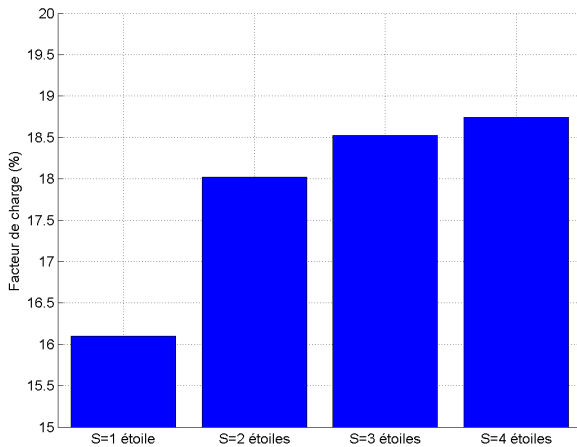


Fig. 12. Influence du nombre d'étoiles  $S$  sur le facteur de charge

#### 4. CONCLUSION

Dans cet article, l'opportunité d'utiliser une génératrice synchrone à aimants déposés en entraînement direct est examinée sur le plan de résilience (c'est-à-dire la capacité à produire en régime de défaut). L'idée est d'évaluer l'apport éventuel d'une génératrice intégrant un bobinage constitué de plusieurs étoiles triphasées, connectées au réseau par des convertisseurs standards identiques. Une méthode d'estimation de la résilience de la génératrice en fonction du nombre d'étoiles choisies par le concepteur est donc développée. Le défaut considéré est la perte d'un ou plusieurs convertisseurs d'étoile, une perte étant assimilée à une mise hors service complète du convertisseur.

Une démarche de spécification de la génératrice est exposée : la réaction magnétique d'induit est explicitement liée aux vitesses de courant caractéristiques de l'exploitation, en considérant la courbe de rendement de la turbine à pas fixe et le contrôle par défluxage de la génératrice en sur-vitesse. Pratiquement, la machine envisagée possède 72 paires de pôles et les bobines peuvent être connectées pour former une, deux, trois ou quatre étoiles magnétiquement superposées et électriquement indépendantes. La méthode de calcul de l'énergie extraite en fonction de la vitesse de courant est applicable à un système à  $S$  étoiles fonctionnant avec un nombre  $s$  d'étoiles. Les modèles de pertes introduits permettent la prise en compte de cette spécificité. Pour le convertisseur, les pertes nominales adimensionnées (en p.u.) sont supposées indépendantes de la puissance nominale.

L'estimation de la disponibilité de l'hydrolienne en fonction du nombre d'étoiles de la génératrice repose sur un modèle probabiliste simple : le nombre d'étoiles disponibles est supposé suivre une loi binomiale impliquant une indépendance des défaillances des convertisseurs. Le taux de défaillance du convertisseur est par ailleurs considéré indépendant de sa puissance. Cette approche préliminaire permet de quantifier le gain en facteur de charge sur une période de cinq ans si le nombre d'étoiles augmente. Intégrés sur une période de cinq ans, les facteurs de charge calculés en fonction du nombre d'étoiles  $S$  montrent que la solution à trois étoiles ( $S = 3$ ) est un compromis intéressant entre augmentation de la complexité et amélioration de la disponibilité. Des études ultérieures viseront à améliorer l'estimation du taux de défaillance du convertisseur, notamment pour

le rendre dépendant du nombre d'étoiles disponibles et des phénomènes de cyclage propres au courant de marée.

#### 5. RÉFÉRENCES

- [1] W. BATTEN, A. BAHAI, A. MOLLAND et J. CHAPLIN, « The prediction of the hydrodynamic performance of marine current turbines », *Renewable Energy*, vol. 33, p. 1085–1096, May 2008.
- [2] J. RIBRANT et L. BERTLING, « Survey of failures in wind power systems with focus on swedish wind power plants during 1997 ndash :2005 », *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 22, p. 167–173, March 2007.
- [3] Z. ZHOU, F. SCUILLER, J.-F. CHARPENTIER, M. BENBOUZID et T. TANG, « An up - to - date review of large marine tidal current turbine technologies », in *Power Electronics and Application Conference (Shanghai ; 2014)*, (Shanghai, China), p. 6 pages, IEEE, 2014.
- [4] Z. ZHOU, F. SCUILLER, J. CHARPENTIER, M. BENBOUZID et T. TANG, « Power control of a nonpitchable pmsg-based marine current turbine at overrated current speed with flux-weakening strategy », *Oceanic Engineering, IEEE Journal of*, vol. 40, p. 536–545, July 2015.
- [5] S. DJEBARRI, J. CHARPENTIER, F. SCUILLER et M. BENBOUZID, « Design and performance analysis of double stator axial flux pm generator for rim driven marine current turbines », *Oceanic Engineering, IEEE Journal of*, vol. PP, no. 99, p. 1–1, 2015.
- [6] T. JAHNS, « Improved reliability in solid-state ac drives by means of multiple independent phase drive units », *Industry Applications, IEEE Transactions on*, vol. IA-16, p. 321–331, May 1980.
- [7] F. MEKRI, S. BEN ELGHALI et M. BENBOUZID, « Fault-tolerant control performance comparison of three- and five-phase pmsg for marine current turbine applications », *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, vol. 4, p. 425–433, April 2013.
- [8] M. PARKER, C. NG et L. RAN, « Fault-tolerant control for a modular generator x2013 ;converter scheme for direct-drive wind turbines », *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 58, p. 305–315, Jan 2011.
- [9] X. YUAN, J. CHAI et Y. LI, « A transformer-less high-power converter for large permanent magnet wind generator systems », *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, vol. 3, p. 318–329, July 2012.
- [10] C. OLMI et F. SCUILLER, « Evaluation de la fiabilité de la propulsion électrique d'un véhicule autonome sous-marin intégrant un ensemble convertisseur statique/machine polyphasé », in *Symposium de Génie Electrique, SGE'2016*, (Grenoble, France), Juin 2016.
- [11] R. LYRA et T. A. LIPO, « Torque density improvement in a six-phase induction motor with third harmonic current injection », *IEEE Trans. On Industry Applications*, vol. 38, p. 1351–1360, Sept/Oct 2002.
- [12] M.-A. SHAMSI-NEJAD, B. NAHID-MOBARAKEH, S. PIERFEDERICI et F. MEIBODY-TABAR, « Fault tolerant and minimum loss control of double-star synchronous machines under open phase conditions », *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 55, p. 1956–1965, May 2008.
- [13] E. KLINGSHIRN, « High phase order induction motor, part i and ii », *IEEE Transactions Power Apparatus Systems*, vol. PAS - 102, p. 47–59, 1983.
- [14] W. SOONG et T. MILLER, « Field-weakening performance of brushless synchronous ac motor drives », *Electric Power Applications, IEE Proceedings -*, vol. 141, p. 331–340, Nov 1994.
- [15] A. M. EL-REFAIE, T. M. JAHNS et D. W. NOVOTNY, « Analysis of surface permanent magnet machines with fractional-slot concentrated windings », *IEEE Transactions on Energy conversion*, vol. 21, p. 34–43, March 2006.
- [16] H. POLINDER, F. van der PIJL, G.-J. de VILDER et P. TAVNER, « Comparison of direct-drive and geared generator concepts for wind turbines », *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 21, p. 725–733, Sept 2006.
- [17] J. AUBRY, H. AHMED et B. MULTON, « Sizing optimization methodology of a surface permanent magnet machine-converter system over a torque-speed operating profile : Application to a wave energy converter », *Industrial Electronics, IEEE Transactions on*, vol. 59, p. 2116–2125, May 2012.
- [18] H. LI, Z. CHEN et H. POLINDER, « Optimization of multibrid permanent-magnet wind generator systems », *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 24, p. 82–92, March 2009.
- [19] F. SPINATO, P. TAVNER, G. van BUSSEL et E. KOUTOULAKOS, « Reliability of wind turbine subassemblies », *Renewable Power Generation, IET*, vol. 3, p. 387–401, December 2009.