

CHAPITRE 4

ÉTUDE DES PERFORMANCES DE L'ÉOLIENNE HORS RÉSEAU

À partir des équations développés, modélisant chacune des composantes principales du système éolien autonome, soit le rotor, l'alternateur à aimant permanent et la batterie d'accumulateurs, il est possible d'analyser les performances d'un système éolien. Le modèle peut être utilisé lors de la conception d'un système autonome, afin d'estimer ses performances, ou encore pour faire l'analyse d'un système existant. Il permet également de mesurer l'influence de différents paramètres sur les performances de l'éolienne. Un problème connu mais peu documenté, est la variation du niveau de voltage de la batterie lors de l'opération du système. Comme on a pu le constater, la charge électrique modifie la courbe de puissance de l'alternateur, modifiant ainsi les points d'opération du rotor et par conséquent, ses performances aérodynamiques. La courbe de puissance de l'éolienne se trouve donc à être fonction du niveau de voltage de la batterie. Ceci peut être problématique, particulièrement lors des tests de performance des éoliennes. Il existe actuellement une série normative, publiée par la Commission Électrotechnique Internationale (IEC), définissant différents critères de conception, d'analyse et de test appliqués au domaine des éoliennes. Le document normatif *IEC-61400-12-1 : Wind turbines - Part 12-1 - Power performance measurements of electricity producing wind turbines* [7] traite de la mesure expérimentale de la courbe de puissance de l'éolienne. Le test doit être fait avec rigueur, car la courbe de puissance ainsi mesurée est garantie par le fabricant, puisqu'elle sert aux clients par la suite afin d'estimer la production des éoliennes et les comparer entre elles. Pour les petites éoliennes utilisées avec batterie, la variation possible des performances lors du fonctionnement pose problème, particulièrement lors de la mesure de la courbe de puissance, mais également lors de son utilisation sur le terrain. La présente section vise à utiliser le modèle développé pour quantifier l'influence de la variation du voltage sur les performances du système. Dans un premier temps, une étude stationnaire permet de mesurer les variations maximales de la courbe de puissance en fonction du voltage. Dans un deuxième temps, une analyse temporelle est réalisée, puisque le niveau de voltage varie dans le temps, en fonction de la corrélation entre le vent et la demande de la charge. Une

troisième section, de façon plus générale, passe en revue différents moyens qui ont été proposés afin d'améliorer le couplage entre l'alternateur et le rotor.

4.1 Étude stationnaire

Comme il a été démontré précédemment, le niveau de voltage de la batterie fluctue constamment durant le fonctionnement du système. Il varie en fonction du niveau de charge de la batterie, de l'intensité du courant, de son état (si la batterie est en charge ou en décharge) et en fonction de l'âge et de la température. On a également pu constater que le fonctionnement de l'alternateur est influencé par le niveau de voltage vu à ses bornes, lié au niveau de voltage de la batterie pour une installation en réseau autonome. Plus le voltage de la batterie est élevé, plus l'alternateur doit tourner à une vitesse de rotation élevée afin d'induire une tension supérieure à celle de la batterie et établir un courant de charge. De plus, lors de l'étude du rotor, il a été mentionné qu'en raison de l'aérodynamisme des pales, le rotor doit tourner à une vitesse de rotation bien précise, pour un vent donné, afin d'extraire un maximum d'énergie. Ainsi, une variation du niveau de voltage de la batterie entraîne une modification de la vitesse de rotation de l'alternateur et du rotor, qui lui est relié directement, modifiant alors ses performances aérodynamiques.

4.1.1 Impact de la variation du niveau de voltage sur la courbe de puissance

Afin d'estimer l'influence de la variation du niveau de tension sur la courbe de puissance de l'éolienne, les calculs doivent être effectués pour une éolienne en particulier. Les paramètres de l'éolienne sont, en partie seulement, ceux de l'éolienne BWC 1500 de Bergey [38]. Il s'agit d'une petite éolienne à entraînement direct, ayant une longueur de pale de 1.525m et une puissance nominale de 1500 watts pour un vent de 12.5 m/s. L'éolienne utilise un alternateur synchrone à aimants permanents, ayant 9 paires de pôles et générant un courant triphasé. Le courant est redressé avec un pont redresseur à diode afin de recharger une batterie d'accumulateurs de 24 volts de tension nominale. La courbe du coefficient de puissance du rotor de cette éolienne, permettant d'obtenir les performances aérodynamiques du rotor, n'étant pas disponible, une courbe C_p a été tracée en essayant d'obtenir la courbe de puissance de l'éolienne, fournie dans la documentation de Bergey. La figure 48 présente la courbe C_p utilisée. Les résultats ne représentent donc pas

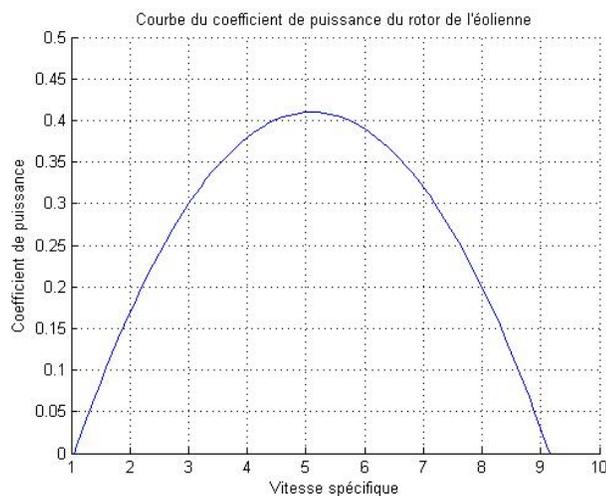


Figure 48 Courbe du coefficient de puissance du rotor

les performances exactes de la BWC 1500. Pour l'alternateur, les valeurs suivantes ont été utilisées : $L_d = L_q = 0.65\text{mH}$, $\lambda = 0.102\text{ Wb}$, $p = 9$, la résistance de l'induit a été négligée et la tension nominale de la batterie a été fixée à 24 volts.

Sur la figure 49, trois courbes de puissance de l'alternateur ont été tracées, pour trois niveaux de voltage différents, en utilisant les équations de la section 2.3. Les niveaux de tension sont ceux de la pile acide-plomb à décharge profonde, puisqu'il s'agit de la pile la plus largement répandue pour ce type d'application. Le niveau moyen correspond au voltage nominal de la batterie, 24 V. Le niveau bas correspond au voltage de la batterie vide et le niveau élevé correspond au voltage de la batterie pleine et soumise à un fort courant de charge. Ces voltages correspondent aux valeurs limites que l'on peut retrouver lors du fonctionnement de l'éolienne. Comme la batterie a un voltage nominal de 24V, elle doit être composée de 12 cellules de 2V, mises en série. Il a été présenté à la section 1.4, concernant la modélisation de la batterie, que le voltage de la batterie acide-plomb, lorsqu'elle est vide, est de $1.75V$. Ce qui donne pour la batterie $12 * 1.75V = 21V$. On pourrait également ajouter une baisse de 10%, étant la chute de tension maximale dans les câbles électriques qui est acceptée par la norme IEC. Le niveau le plus élevé de tension, 32V, correspond au voltage de la batterie lorsqu'elle est presque totalement rechargée et qu'elle est traversée par un fort courant de charge. Les données utilisées se

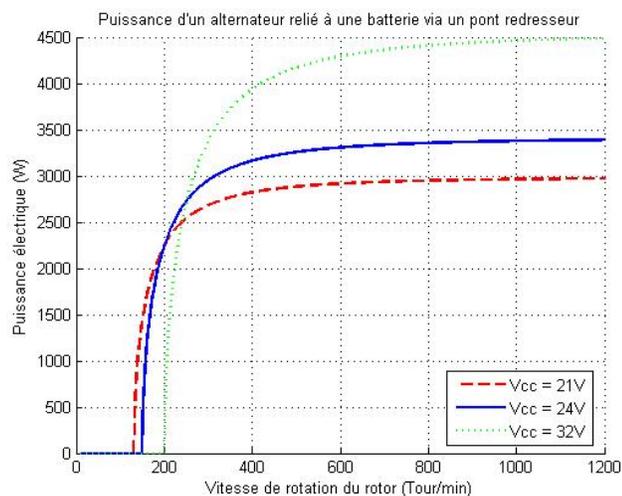


Figure 49 Puissance électrique de l'alternateur pour différents niveaux de tension

basent sur des mesures expérimentales prises sur la pile acide-plomb à décharge profonde Trojan L-16W [37]. On peut remarquer que plus la tension de la batterie est élevée, plus l'alternateur doit tourner à une vitesse de rotation élevée avant de commencer à débiter une puissance. On constate également que plus la tension est élevée, plus la puissance maximale est également élevée. En réalité, l'alternateur peut ne pas être en mesure de supporter une telle puissance. Les fils imposent une tension et un courant limite.

L'étape suivante consiste à superposer les courbes de puissance du rotor aux courbes de puissance de l'alternateur (figure 50). Les courbes du rotor correspondent aux courbes paraboliques. À chaque courbe correspond une vitesse de vent différente. Pour un vent donné, on peut constater que le changement de voltage modifie la position du point d'opération. Comme il a été vu précédemment, le point d'opération est le point d'intersection de la courbe du rotor et de la courbe de l'alternateur. À partir des trois séries de points d'opération, on calcule trois courbes de puissance différentes pour l'éolienne. Elles sont présentées à la figure 51. Les courbes de puissance ont été tronquées à 1500 watts afin de prendre en considération la régulation de puissance de l'éolienne. Le mode de régulation varie d'un modèle à l'autre, mais pour les petites éoliennes, elle est généralement obtenue mécaniquement de façon passive, par la mise en drapeau du rotor. Dans le cas de la BWC 1500, la régulation dépend de l'équilibre dynamique entre la poussée du vent sur le rotor et

la force exercée sur le gouvernail, maintenant le rotor dans le vent. Une modélisation plus juste du mécanisme d'effacement serait complexe et dépasserait le cadre de la présente étude. En observant le graphique, on peut conclure de façon générale, qu'élever la tension améliore les performances à hauts vents, au détriment des performances à faibles vents.

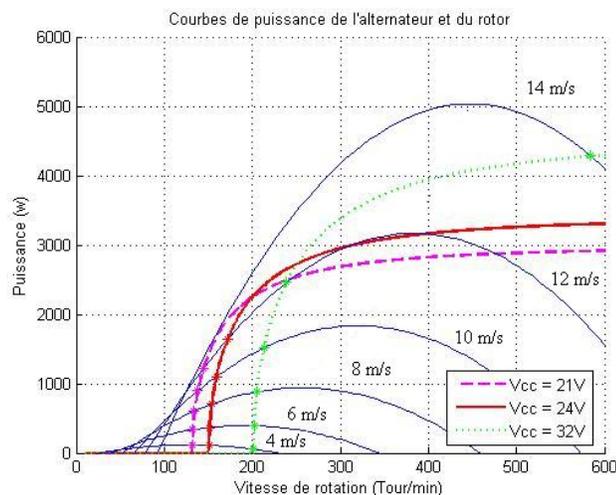


Figure 50 Puissance électrique de l'alternateur pour différents niveaux de tension et courbes de puissance du rotor

Une annexe du document normatif IEC 61400-12-1 concerne le test des petites éoliennes. Il y est suggéré d'utiliser un régulateur de tension afin de maintenir le voltage constant durant toute la période de test. On y demande de mesurer la courbe de puissance de l'éolienne en fixant le régulateur de tension au voltage nominal de la batterie. On suggère de réaliser ensuite deux autres séries de mesures en fixant le régulateur de voltage à un voltage haut et à un voltage bas. On demande de tracer les trois courbes de puissance obtenues sur un même graphique afin d'avoir un aperçu de la sensibilité de l'éolienne à la variation du niveau de tension. Pour une batterie ayant un voltage nominal de 24V, les trois niveaux de tension fixés par la norme sont : 22.8V, 25.2V et 28.8V. Les trois courbes de puissance ont été calculées pour ces trois niveaux de tensions, en utilisant les mêmes paramètres pour l'alternateur et le rotor que précédemment. Les trois courbes de puissance résultantes sont présentées à la figure 52.

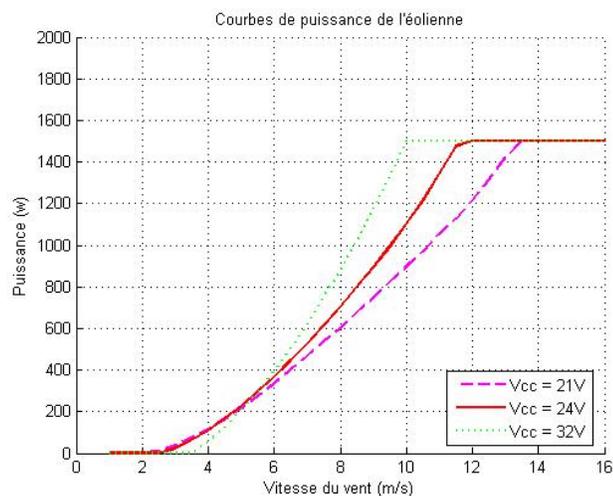


Figure 51 Courbes de puissance de l'éolienne calculées pour trois niveaux différents de tension (valeurs limites de tension)

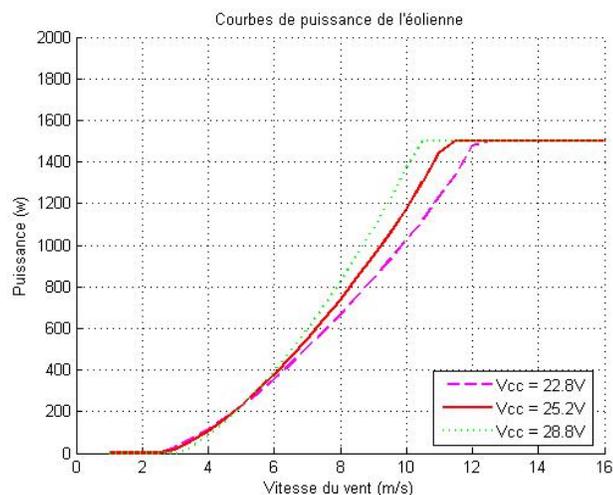


Figure 52 Courbes de puissance de l'éolienne calculées pour les différents niveaux de tension suggérés par la norme IEC

4.1.2 Impact de la variation du niveau du voltage sur la production énergétique annuelle

On cherche maintenant à évaluer l'influence du voltage sur la production énergétique annuelle de l'éolienne, à partir des courbes de puissance obtenues précédemment. Une mé-

thode pour estimer la production énergétique de l'éolienne consiste à tester son opération en utilisant une distribution statistique de vent. En utilisant cette distribution statistique et la courbe de puissance d'une éolienne, on peut obtenir la production énergétique sur une certaine période de temps [8]. Les distributions statistiques les plus couramment utilisées sont la distribution de Weibull et la distribution de Rayleigh. La distribution de Weibull est une distribution de gamma généralisée et la distribution de Rayleigh est une distribution particulière de Weibull. La distribution de Weibull a deux paramètres, un paramètre de forme et un paramètre d'échelle, offrant ainsi plus de flexibilité pour représenter la distribution du vent d'un site en particulier. La distribution de Rayleigh n'a qu'un seul paramètre, soit la vitesse moyenne de la distribution. La variance étant liée directement à la moyenne. Pour une étude générique, cette distribution constitue une représentation raisonnable des distributions de vitesses de vent [39]. C'est donc cette distribution qui sera utilisée afin d'estimer la production de l'éolienne. La distribution statistique $p(U)$ et la distribution cumulative $F(U)$, de la vitesse du vent U , d'une vitesse moyenne \bar{U} , sont données par :

$$p(U, \bar{U}) = \frac{\pi}{2} \left(\frac{U}{\bar{U}} \right) \exp \left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{U}{\bar{U}} \right)^2 \right] \quad (4.1)$$

$$F(U, \bar{U}) = 1 - \exp \left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{U}{\bar{U}} \right)^2 \right] \quad (4.2)$$

La figure 53 montre les trois courbes de puissance calculée précédemment, ainsi qu'une distribution de vent. Il s'agit d'une distribution de Rayleigh, ayant une vitesse moyenne de 6 m/s. L'échelle de vitesse de vent est divisée en tranche de vitesse de 1 m/s. En multipliant la distribution obtenue avec l'équation (4.1) par le nombre d'heures d'une année, $24 * 365 = 8760h/an$, on obtient une nouvelle distribution donnant le nombre d'heures de vent par année, pour chaque tranche de vitesse. En multipliant ensuite les courbes de puissance de l'éolienne par la distribution statistique en heure, on obtient alors les distributions de la production énergétique, tel que présenté à la figure 54 (équation 4.3). Il ne reste plus qu'à intégrer les courbes de distribution de la production pour obtenir les productions énergétiques annuelles (PEA) de l'éolienne (équation 4.4).

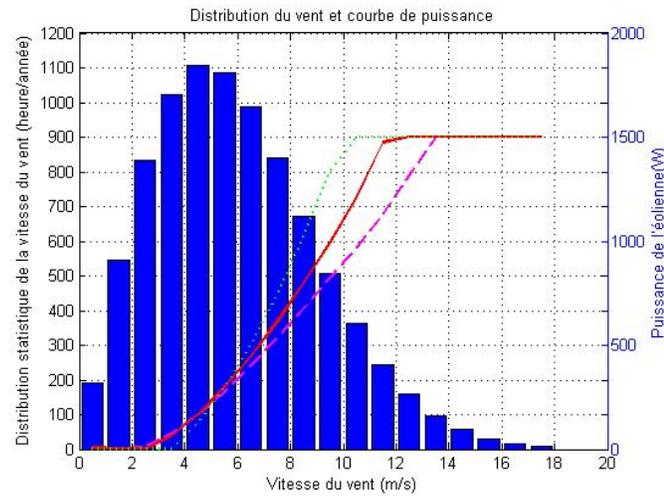


Figure 53 Histogramme de la distribution annuelle du vent et trois courbes de puissance pour trois voltages différents, distribution statistique de Rayleigh pour un vent moyen de 6 m/s

$$H_i(U, \bar{U}) = p(U, \bar{U}) * P_{\text{éolienne}} * 8760 \quad (4.3)$$

$$E(\bar{U}) = \sum_{i=1}^n H_i(U, \bar{U}) \quad (4.4)$$

Les calculs précédents ont été réalisés pour une seule distribution de vent ayant une vitesse moyenne donnée. Puisque l'écart entre les courbes de puissance n'est pas constant sur la plage de vitesse de vent, on peut conclure que la vitesse moyenne de la distribution aura un effet sur la différence de production des trois voltages. Les calculs de la production annuelle ont donc été répétés pour plusieurs distributions statistiques, ayant différentes vitesses moyennes, allant de 4 m/s à 10 m/s. La figure 55 présente les trois courbes de production obtenues, pour les trois niveaux de tension différents, en fonction de la vitesse moyenne de la distribution de Rayleigh. La figure 56 donne l'écart de production, en pourcentage, entre les trois niveaux de tension. La courbe inférieure donne le pourcentage d'écart de production entre le voltage bas et le voltage nominal. La courbe du haut donne le pourcentage de différence de production entre le voltage max et le voltage min. En

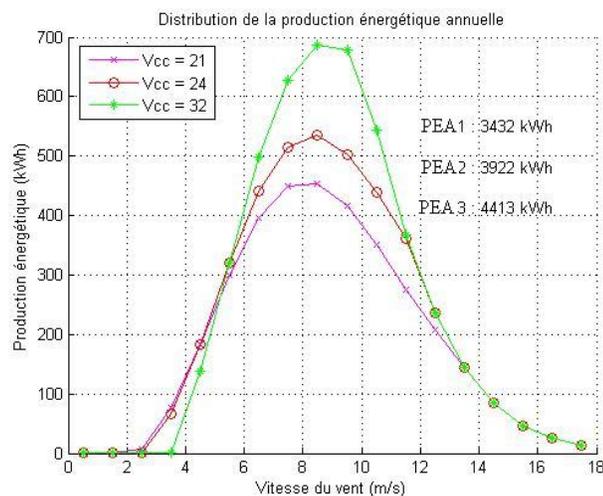


Figure 54 Distribution de la production annuelle de l'éolienne calculée pour trois niveaux de voltage

observant le graphique, on peut constater que la différence de production, par rapport à la production calculée à partir du voltage nominal, peut grimper jusqu'à 12.5%. Ce résultat signifie que le système peut produire jusqu'à 12.5% moins d'énergie, si le voltage de la batterie est maintenu trop bas. Les figures 57 et 58 présentent ces mêmes graphiques, mais calculées en utilisant les voltages suggérés par la norme IEC. L'écart entre ces courbes de production annuelle est un peu moins important puisque la différence entre les valeurs limites de tension est plus petite.

On peut ainsi conclure que la variation du voltage de la batterie, durant le fonctionnement normal du système, peut influencer de façon significative la courbe de puissance de l'éolienne. Cette variation pose des problèmes pour les tests de performance, mais elle signifie également une baisse de la production annuelle. En effet, cette variation peut être responsable d'une importante baisse de production par rapport à une estimation uniquement basée sur le voltage nominal. On a pu estimer une baisse allant jusqu'à 12%, tout dépendant de la vitesse moyenne du site. Il faut cependant préciser que la variation de la production sera différente d'une éolienne à l'autre, puisqu'elle dépend des caractéristiques mêmes de l'éolienne.

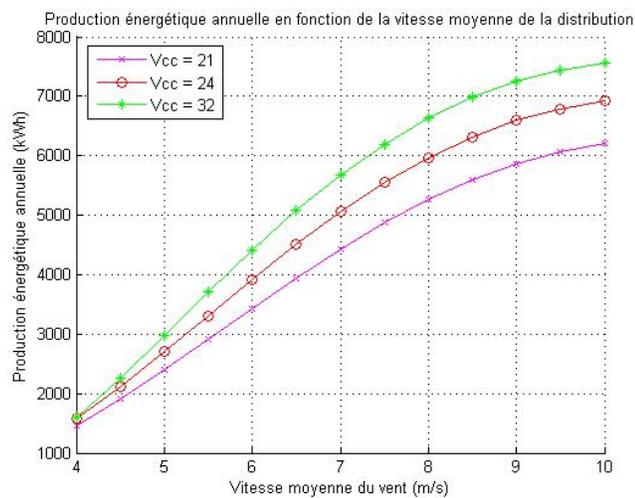


Figure 55 Production énergétique annuelle en fonction de la vitesse moyenne du vent

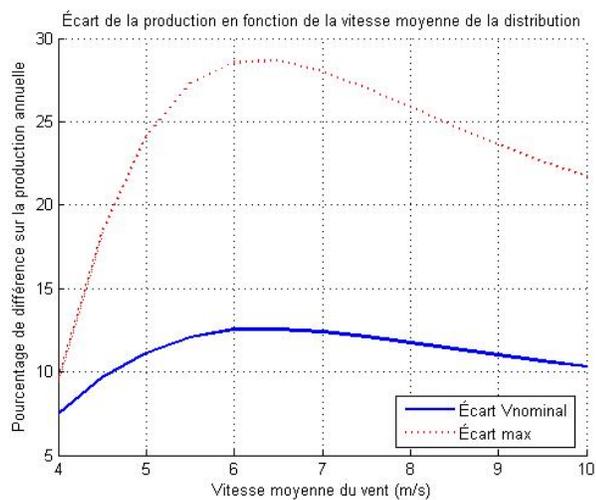


Figure 56 Pourcentage d'écart de la production annuelle en fonction de la vitesse moyenne du vent

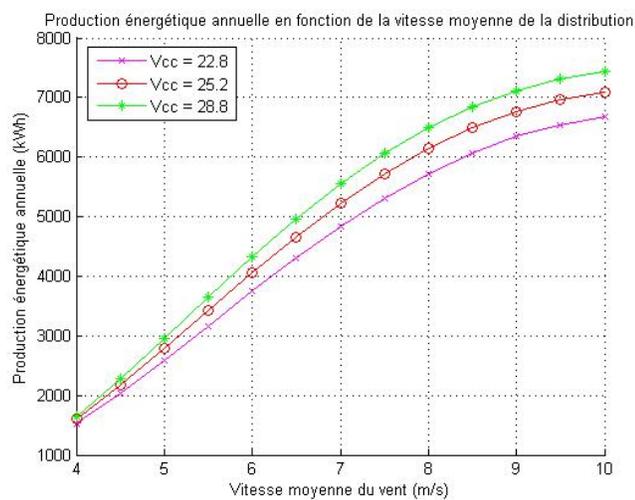


Figure 57 Production énergétique annuelle en fonction de la vitesse moyenne du vent, avec les tensions demandées par la norme IEC

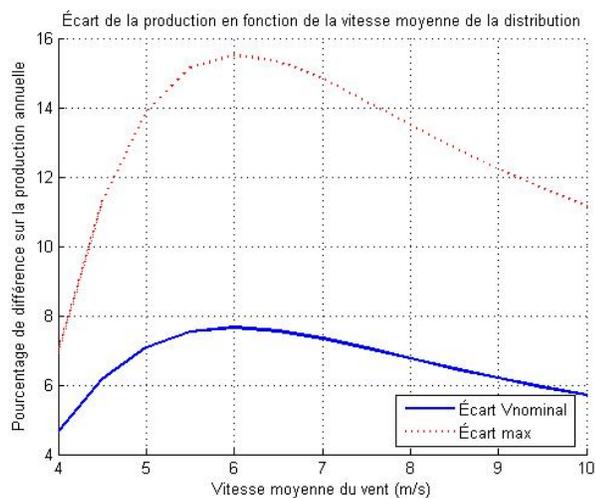


Figure 58 Pourcentage d'écart de la production annuelle en fonction de la vitesse moyenne du vent, avec les tensions demandées par la norme IEC

De plus, il faut mentionner qu'en réalité, lors de l'opération du système, le niveau de voltage varie constamment. La tension ne se maintient pas à son niveau bas pendant une longue période de temps; elle varie continuellement, selon la puissance du vent et la demande de la charge. La capacité de la batterie influencera également ces variations. Plus la capacité de la batterie par rapport à la puissance de l'éolienne sera élevée, plus le voltage fluctuera lentement. Les performances du système dépendent ainsi du couplage entre les caractéristiques du rotor, de l'alternateur et de la charge, mais elles dépendent également du vent, de la capacité de la batterie et de la demande de puissance de la charge. Il est donc pertinent de conduire une étude temporelle, qui implique une variation du niveau de voltage de la batterie dans le temps, afin d'en quantifier l'effet sur les performances de l'éolienne, lors de son opération réelle.

4.2 Étude temporelle

La section précédente a démontré l'influence de la variation du niveau de voltage sur les performances de l'éolienne, de façon stationnaire, en calculant les courbes de puissance limites pour une batterie vide, une batterie au voltage nominal et une batterie pleine, soumise à un fort courant de charge. En réalité, lors de l'opération de l'éolienne, le voltage varie constamment, en fonction du niveau de charge de la batterie et de l'intensité du courant. Puisque le niveau de charge et l'intensité du courant dépendent à leur tour de la capacité de la batterie et de la corrélation temporelle entre le vent et de la demande de la charge, il est nécessaire de réaliser une simulation temporelle du système. Cette simulation temporelle permet d'avoir une mesure plus juste des performances lors de conditions réelles d'opération de l'éolienne. La première section définit les différents paramètres nécessaires à la caractérisation du système éolien et la seconde section présente des résultats de simulation. Le fonctionnement du modèle temporel est expliqué plus en détails au chapitre 3.

4.2.1 Configuration du modèle temporel

Le modèle développé pour la simulation temporelle demande de définir un certain nombre de paramètres afin de modéliser un système en particulier. Les quatre principales parties du modèle à configurer sont :

- a. la séquence temporelle de vent;
- b. les courbe de puissance de l'éolienne calculées pour différents niveaux de tension;
- c. la séquence temporelle de charge;
- d. la batterie.

La séquence temporelle de vent

Une séquence temporelle d'un mois, donnant la vitesse du vent à chaque seconde, a été générée en suivant la procédure expliquée à la section 3.2.3. La figure 59 montre l'histogramme de la série, ainsi que la distribution de Weibull correspondante. On a choisi une distribution de Rayleigh avec une vitesse moyenne de 5 m/s, puisqu'il s'agit de la distribution référence utilisée par la *Small Wind Certification Corporation* (SWCC) pour calculer la production annuelle des petites éoliennes. Les différents paramètres caractéristiques utilisés pour générer la série ont été fixés aux valeurs suivantes :

- a. paramètres de la distribution de la série au 10 minutes : $k=2$, $c=5.7$, donnant une vitesse moyenne de 5 m/s;
- a. intensité du cycle diurne : 1;
- a. heure du maximum : 14h;
- a. autocorrélation de la série au 10 minutes : 0.9;
- a. intensité de turbulence : 10%;
- a. autocorrélation de la série à la seconde : 0.9.

Courbes de puissance de l'éolienne

Le modèle temporel nécessite de calculer à l'avance les courbes de puissance de l'éolienne avec un script Matlab. En suivant la méthode élaborée à la section 2.4, trois courbes de puissance ont été calculées, pour trois différents niveaux de tension. Ces niveaux de voltage correspondent au voltage de la batterie vide, au voltage nominal et au voltage de la batterie pleine et soumise à un fort courant de charge, soit : 21V, 24V et 32V. Afin de pouvoir comparer les résultats, il s'agit des courbes de puissance qui ont été calculées à la section précédente, avec les valeurs suivantes : $L_d = L_q = 0.65\text{mH}$, $\lambda = 0.102\text{ Wb}$, $p = 9$,

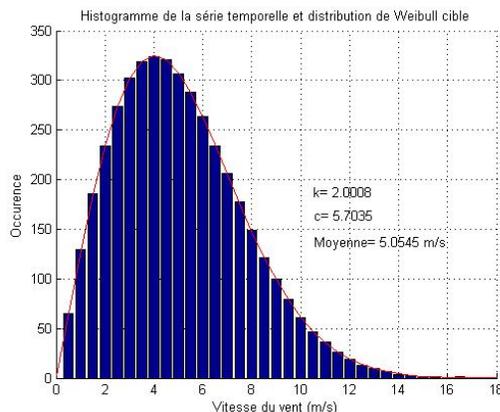


Figure 59 Histogramme de la séquence temporelle et courbe de Weibull cible

la résistance de l'induit a été négligée et la tension nominale de la batterie a été fixée à 24 volts. Elles ont été calculées en utilisant certains paramètres correspondant à la BWC 1500 de Bergey. Comme il a été mentionné, il s'agit d'une petite éolienne à entraînement direct, ayant une longueur de pale de 1.525m et une puissance nominale de 1500 watts pour un vent de 12.5 m/s. L'éolienne utilise un alternateur synchrone à aimants permanents, ayant 9 paires de pôles et générant un courant triphasé. Le courant est redressé avec un pont redresseur à diode afin de recharger une batterie d'accumulateurs.

La séquence temporelle de charge

Pour éviter que la batterie ne soit toujours pleine ou toujours vide, on doit générer une série de charge en équilibre avec la production de l'éolienne. En prenant la courbe de puissance de l'éolienne, celle calculée avec le voltage nominal, et la distribution statistique de la série temporelle de vent (figure 60), on estime la production annuelle de l'éolienne. On obtient 2701 kWh. Ce qui donne une puissance moyenne de $2701 * 1000 / (30 * 24 * 12) = 313$ Watts. Afin d'éviter de se retrouver avec des pannes d'alimentation, on doit dimensionner la charge de façon à avoir une production légèrement supérieure à la consommation. Ainsi, en utilisant la méthode présentée à la section 3.3.3, on génère une série temporelle de charge ayant une puissance moyenne inférieure à 313 W, soit 300W. Les autres paramètres nécessaires à la génération de la série temporelle ont été fixés à 100W pour l'écart type, à 2 pour l'effet diurne et à 0.98 pour l'autocorrélation.

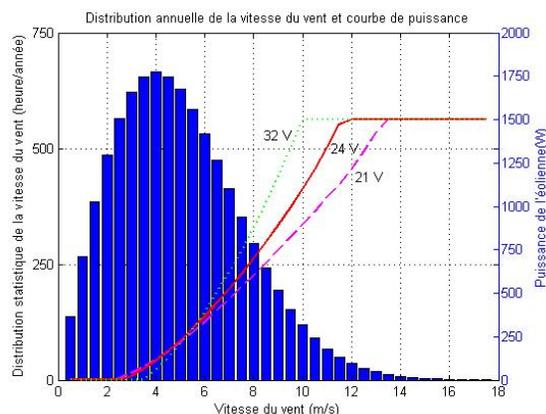


Figure 60 Distribution du vent et courbes de puissance de l'éolienne

Les caractéristiques de la batterie

Les données utilisées pour la batterie d'accumulateurs sont celles de la batterie acide-plomb Trojan L-16W à décharge profonde, ayant une tension nominale de 12 volts et une capacité de 350 Ah. On met deux batteries de 12 volts en série afin d'avoir une tension nominale de 24 volts, tel que nécessaire pour l'éolienne BWC 1500 de Bergy. Le nombre de batteries en parallèle est modifié de façon à changer la capacité de stockage de l'ensemble et d'en vérifier l'influence sur le comportement du système. On doit également spécifier un état de charge de départ.

4.2.2 Simulation et analyse des résultats

Les tests de performance des éoliennes faits sur le terrain se basent généralement sur la norme IEC 61400-12-1. La norme IEC 61400-12-1 demande un minimum de 180 heures de données valides pour mesurer les performances des grandes éoliennes et 60 heures pour les petites éoliennes. La mesure doit se faire à une fréquence d'échantillonnage d'au moins 1 Hz. On doit ensuite calculer la moyenne des mesures sur une période de dix minutes pour les grandes éoliennes et d'une minute pour les petites. On considère comme étant petites les éoliennes ayant une surface balayée de moins de 200 m^2 , soit environ moins de 16 mètres de diamètre pour une éolienne à axe horizontal. Lors des tests de performance, il est nécessaire de faire la moyenne des lectures. Car, en raison de l'inertie du rotor, il

existe un décalage entre la vitesse du vent instantanée et la puissance instantanée. Faire la moyenne des lectures instantanées permet d'amoinrir la distorsion occasionnée par l'inertie du système. Cependant, prendre une trop longue période de moyennage engendre également une distorsion des résultats, puisque la puissance varie avec le cube de la vitesse du vent. Il s'agit donc de prendre une période ni trop courte, ni trop longue. Pour les petites éoliennes, en raison de leur inertie plus faible, on considère qu'une moyenne calculée sur une période d'une minute donne de bons résultats. Dans notre cas, comme le simulateur ne tient pas compte de la dynamique mécanique du système, il n'y a pas de décalage entre la vitesse du vent et la puissance de l'éolienne. La dispersion de la mesure de puissance, pour une même vitesse de vent, provient uniquement de la variation du couplage entre le rotor et l'alternateur, occasionnée par la variation de la tension de la batterie.

Les figures suivantes montrent les résultats d'une simulation du fonctionnement sur une période d'une dizaine de jours, avec une batterie ayant une capacité de 350 Ah. La figure 61 donne la valeur maximale, minimale, la moyenne ainsi que l'écart type de la puissance pour chaque période d'une minute, conformément à ce qui est demandé par la norme IEC 61400-12-1. La figure 62 montre uniquement les valeurs moyennes, identifiées selon trois plage de tension, afin de voir la contribution de chaque plage de tension à la courbe de puissance résultante. La figure 63 donne la courbe de puissance résultante, où la valeur moyenne pour chaque bin de vitesse est calculée. La barre d'erreur indique l'écart type. On peut remarquer que l'écart type semble plus faible aux forts vents, ce qui est contraire à ce qui est normalement observé lors des tests sur le terrain. Ceci est dû au fait que les courbes de puissance, lors de leur calcul dans Matlab, soient tronquées à 1500 watts afin d'en limiter la puissance. La figure 64 donne la courbe du coefficient de puissance en fonction de la vitesse du vent.

Maintenant, il est intéressant de modifier certains paramètres du modèle afin d'en évaluer l'influence sur la mesure de la courbe de puissance. En principe, on veut que le test de performance soit fait sous des conditions représentant des conditions normales d'opération, afin que le client puisse s'attendre à des résultats similaires. Mais en même temps, on tente de réduire ou d'éliminer complètement l'influence de conditions particulières, comme l'effet de la batterie, de la ressource et de la charge utilisées durant le test. En d'autres mots, on cherche à standardiser les mesures de performance afin que tous les fa-

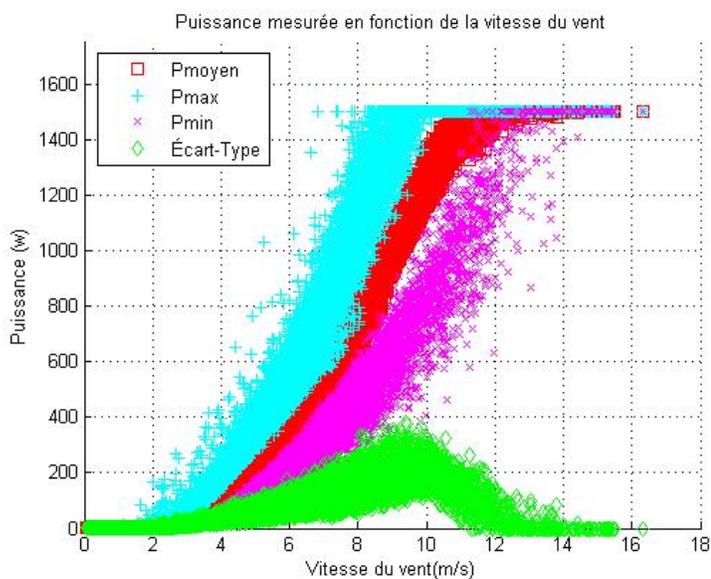


Figure 61 Courbe de puissance avec la valeur moyenne, maximale, minimale et l'écart type

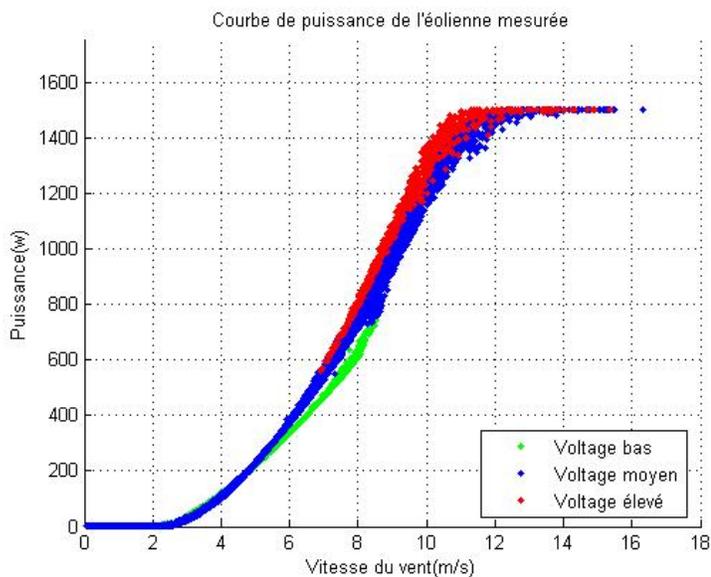


Figure 62 Courbe de puissance en fonction du voltage de la batterie

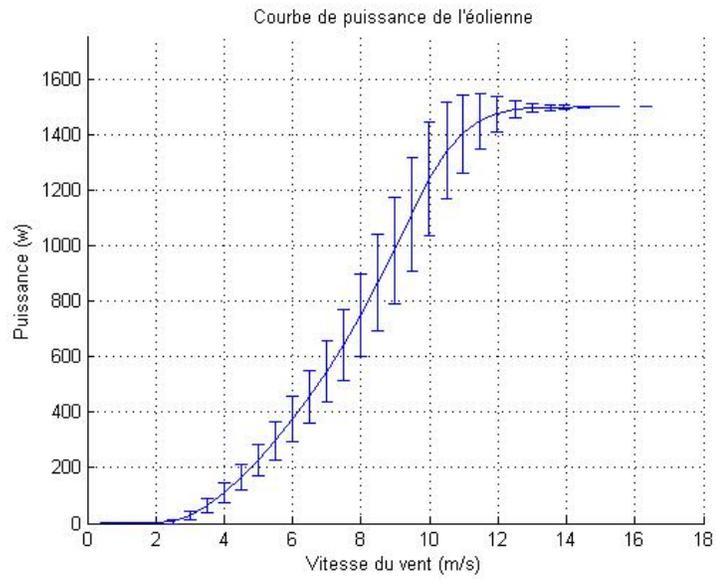


Figure 63 Courbe de puissance moyenne

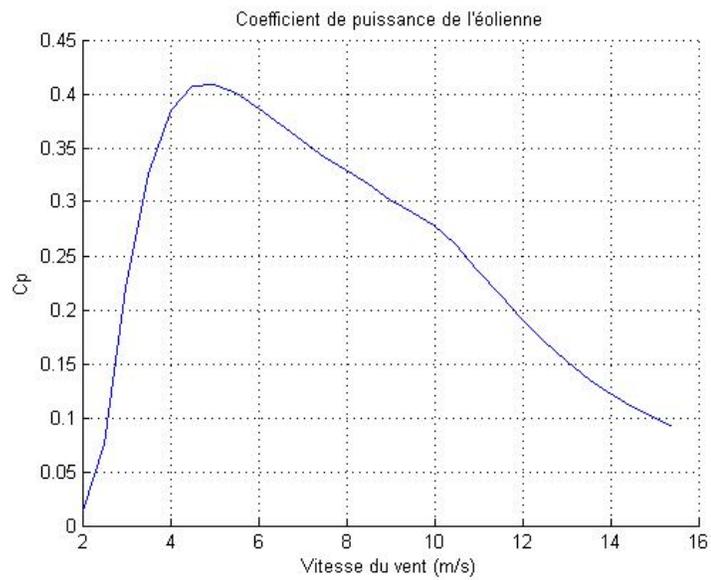


Figure 64 Courbe du coefficient de puissance mesuré

bricants testent leurs machines de la même façon, ce qui permet ensuite de les comparer, mais on veut que les performances mesurées durant le test reflètent les performances que le client obtiendra avec la machine afin de pouvoir estimer sa production.

Il y a trois paramètres qu'il est possible de modifier : le niveau de charge de la batterie au début du test, le nombre de batteries en parallèle et la demande de la charge électrique. Pour le premier test, la capacité de la batterie est fixée de façon à obtenir environ trois jours d'autonomie, ce qui correspond à trois séries de batteries en parallèle pour la consommation que l'on a fixée. La série temporelle de vent utilisée pour la simulation ne contient pas de périodes sans vent, mais en réalité, on peut se retrouver avec plusieurs journées de faibles vents. Trois simulations ont été réalisées afin d'évaluer l'influence de l'état de charge initial. Il a été fixé à 20%, 50% et 80%. La figure 65 montre la variation de l'état de charge durant la simulation. Puisque la production et la charge sont assez équilibrés, l'état de charge varie peu durant la simulation. La figure 66 montre les courbes de puissance obtenues. Les trois courbes de puissance limites, calculées dans la section précédente, y ont également été tracées. On peut voir qu'il y a un écart entre les trois courbes de puissance mesurées. Cet écart est seulement dû à la différence d'état de charge de la batterie au début du test. Cet écart est assez faible, beaucoup plus faible que l'écart calculé de façon stationnaire à la section 4.1 présentant les cas limites à 21V et 32V. Car, d'une part, la batterie n'était totalement pleine (0,8) et n'elle n'a pas été soumise à des courants trop élevés, puisque la production était en équilibre avec la consommation et d'autre part, les tensions de charge sont plus élevées que les tensions de décharge. La tension ne chute pas aussi bas lors du fonctionnement de l'éolienne (en charge, la tension ne chute pas jusqu'à 21V). De plus, lorsque les vents sont faibles, les courants sont faibles également, évitant encore une fois le cas limite (32V) où un voltage élevé abaisse la courbe de puissance par rapport à la courbe nominale (24V), en dessous de 5 m/s. Les courbes mesurées lors de la simulation évitent ainsi les cas limites (21V et 32V) et sont supérieures à la courbe calculée à partir du voltage nominale de la batterie (24V). La figure 67 donne le pourcentage d'écart entre la courbe de puissance maximale (état de charge de 0.8) et la courbe de puissance minimale (état de charge de 0.2). On note un écart allant jusqu'à 5,5%, ce qui est beaucoup plus faible que ce qui avait précédemment été calculé. La figure 68 donne les trois courbes de coefficient de puissance.

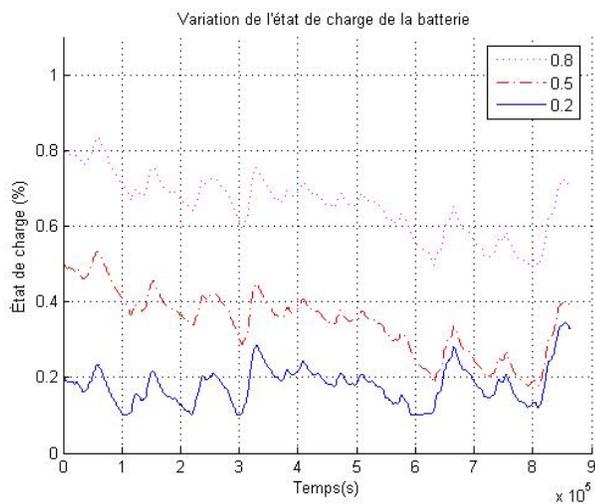


Figure 65 Variation de l'état de charge de la batterie durant le test pour trois simulations, les trois simulations ayant trois états de charge différents au départ SOC=(0.2, 0.5, 0.8)

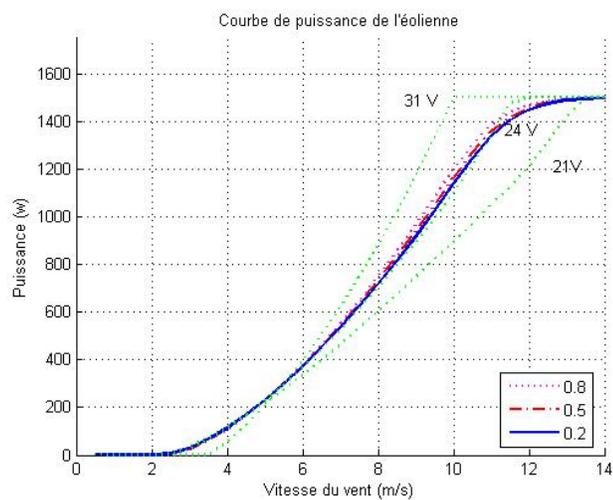


Figure 66 Courbes de puissance de l'éolienne, les trois simulations ayant trois états de charge différents au départ SOC=(0.2, 0.5, 0.8)

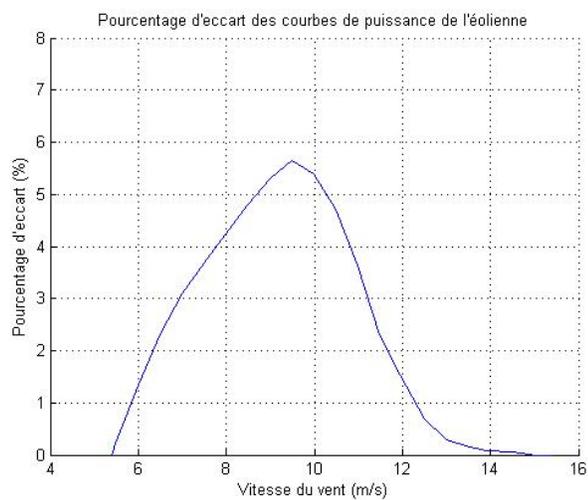


Figure 67 Pourcentage d'écart entre les deux courbes de puissance extrêmes (état de charge de départ de 0.2 et de 0.8)

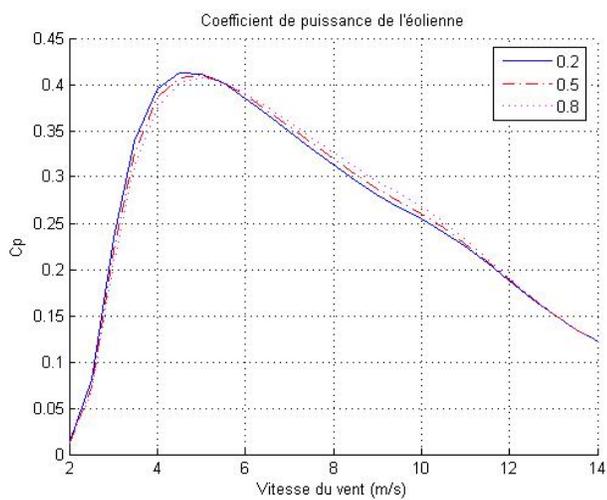


Figure 68 Coefficients de puissance correspondants, les trois simulations ayant trois états de charge différents au départ SOC=(0.2, 0.5, 0.8)

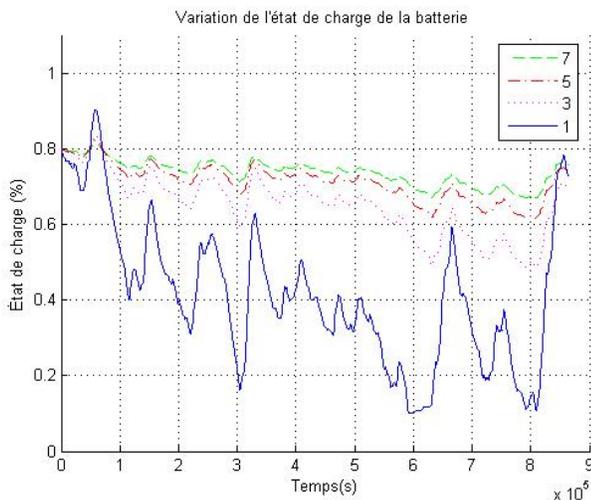


Figure 69 Variation de l'état de charge de la batterie durant le test pour quatre simulations ayant quatre capacités différentes de batterie

Une deuxième série de quatre simulations a été produite, cette fois, en changeant la capacité totale de la batterie. Les simulations ont été réalisées avec 1, 3, 5 et 7 branches de batteries en parallèle. On peut constater à la figure 69 que plus on ajoute de branches, moins l'état de charge varie dans le temps. De plus, puisque le courant que doit supporter chaque branche est plus faible, les variations de tension sont moins importantes (figure 70). Ainsi, plus le nombre de branches est élevé, moins la variation du voltage durant la simulation influence la courbe de puissance mesurée.

La dernière simulation a été réalisée sous des conditions plus sévères d'opération, afin de faire monter la tension de la batterie. La demande a ainsi été réduite au quart de la demande originale et on utilise qu'une seule branche de batterie afin d'augmenter le courant de charge. L'état de charge initial a été fixé à 10%. La figure 71 donne la courbe de puissance résultante.

À partir de ces résultats, on peut conclure que la courbe de performance mesurée varie selon la configuration du système de test. Il est important de rappeler qu'il s'agit de variations occasionnées par la variation du couplage entre le rotor et l'alternateur. Cependant, si le système est bien dimensionné, ces variations sont de faibles importances. L'augmen-

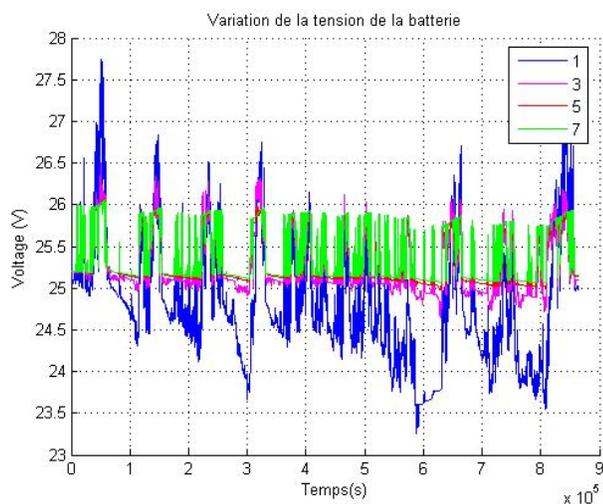


Figure 70 Variation du voltage de la batterie durant le test pour quatre simulations ayant quatre capacités différentes de batterie

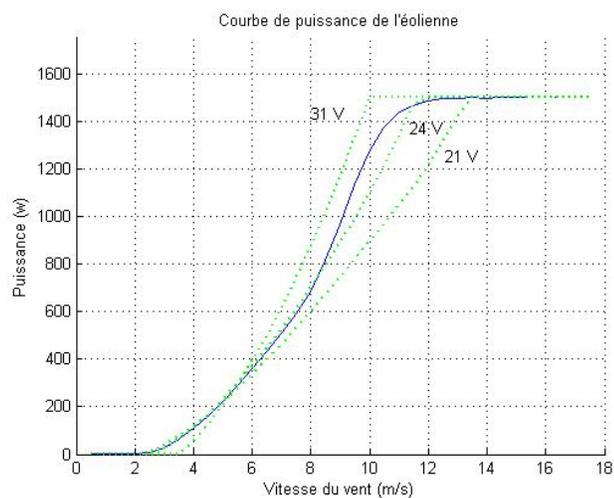


Figure 71 Courbe de puissance de l'éolienne avec la batterie soumise à de forts courants de charge

tation du nombre de branches en parallèle pour la batterie diminue l'amplitude des variations, mais augmente la dépendance à l'état de charge initial. On constate également une élévation de la courbe de puissance pour les vents forts. On pouvait s'y attendre, puisque lorsque les vents sont forts, la puissance est élevée, donc le courant de charge l'est également, faisant augmenter le voltage de la batterie. La courbe de puissance de l'éolienne est presque toujours au dessus de la courbe nominale puisque la mesure de puissance est prise lors de la charge de la batterie et non lors de la décharge. Il faut préciser que les conclusions tirées sont valables pour ce système éolien en particulier. L'importance de l'effet de la variation du voltage peut varier d'une éolienne à l'autre, selon les caractéristiques propres du rotor et de l'alternateur.