



**HAL**  
open science

## Minimisation des fluctuations de fréquence dues aux générateurs éoliens

Arnaud Davigny, Vincent Courtecuisse, Mostafa El Mokadem, Benoit Robyns,  
Jacques Deuse

► **To cite this version:**

Arnaud Davigny, Vincent Courtecuisse, Mostafa El Mokadem, Benoit Robyns, Jacques Deuse. Minimisation des fluctuations de fréquence dues aux générateurs éoliens. Colloque Electrotechnique du Futur, Sep 2007, Toulouse, France. hal-04443436

**HAL Id: hal-04443436**

**<https://hal.univ-lille.fr/hal-04443436v1>**

Submitted on 7 Feb 2024

**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.



## MINIMISATION DES FLUCTUATIONS DE FREQUENCE DUES AUX GENERATEURS EOLIENS

DAVIGNY Arnaud<sup>1</sup>, COURTECUISSÉ Vincent<sup>1</sup>, EL MOKADEM Mostafa<sup>1</sup>, ROBYNS Benoît<sup>1</sup>, DEUSE Jacques<sup>2</sup>,  
Laboratoire d'Electrotechnique et d'Electronique de Puissance (L2EP)<sup>1</sup>  
Hautes Etudes d'Ingénieur, 13 rue de Toul, 59046 Lille Cedex<sup>1</sup>  
Suez – Tractebel, avenue Ariane 7, B-1200 Bruxelles, Belgique<sup>2</sup>  
[Arnaud.davigny@hei.fr](mailto:Arnaud.davigny@hei.fr), [vincent.courtecuisse@hei.fr](mailto:vincent.courtecuisse@hei.fr), [mostafa.el-mokadem@hei.fr](mailto:mostafa.el-mokadem@hei.fr), [benoit.robyns@hei.fr](mailto:benoit.robyns@hei.fr),  
[jacques.deuse@tractebel.com](mailto:jacques.deuse@tractebel.com)

### Abstract

The major problems experienced with the wind energy are a random production and not easily foreseeable, a fluctuating production and not or little contribution to the power network management. Their penetration rate is then limited in order to be able guarantee the network stability under acceptable conditions. Increasing its penetration rate will be thus possible if this generated power fluctuations are minimized and this type of sources takes part in the ancillary services. For investigate this field, two interconnected zones of a power network will be considered: a zone "A" made up of a portion of grid system where loads and two regulating group of production are connected on the one hand, a zone "B" made up of loads and wind generators on the other hand. Using numerical simulations carried out under EUROSTAG software, two strategies performances of wind generators allowing to reduce the frequency fluctuations of the network and to participate to the frequency primary control will be illustrated.

### Résumé

Les problèmes majeurs associés à l'énergie éolienne sont une production aléatoire et peu prévisible, une production fluctuante et peu ou pas de contribution à la gestion du réseau. Leur taux de pénétration est alors limité afin de garantir la stabilité du réseau dans des conditions acceptables. Accroître le taux de pénétration des générateurs éoliens sera alors possible si on minimise la fluctuation de leur puissance générée et s'ils peuvent prendre part aux réglages des réseaux et notamment au réglage primaire de fréquence. Pour investiguer ce champ, deux zones interconnectées d'un réseau électrique seront considérées : une zone « A » constituée d'une portion de réseau de transport où sont connectés des charges et deux groupes de production réglants d'une part, une zone « B » constituée de charges et de générateurs éoliens d'autre part. A l'aide de simulations numériques réalisées sous le logiciel EUROSTAG, les performances de deux stratégies de commande des générateurs éoliens permettant de minimiser les fluctuations de fréquence du réseau et de participer au réglage primaire de fréquence seront illustrées.

**Mots Clés :** Eolienne à vitesse variable, réglage primaire de fréquence, réseau électrique, logique floue, supervision.

## 1 – INTRODUCTION

Pour assurer la stabilité du système électrique, la fréquence et la tension doivent être maintenues dans une plage contractuelle. Ces grandeurs sont contrôlées à l'aide de matériels raccordés au système et notamment les groupes de production. La stabilité en fréquence traduit l'équilibre entre la puissance produite et la puissance consommée. Si la puissance produite est supérieure à la puissance consommée alors la fréquence augmente, dans le cas contraire, elle diminue. La puissance consommée variant constamment, il faut corriger la puissance produite afin de garder la fréquence à sa valeur de référence. Cette action est réalisée par un réglage automatique appelé « réglage primaire » dont la caractéristique est donnée à la Figure 1 [1] [2].

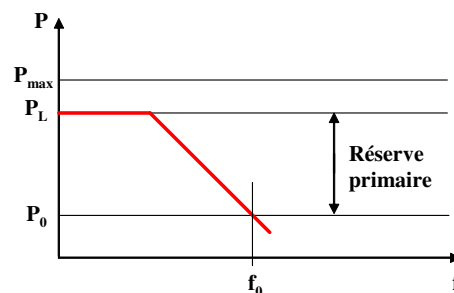


Figure 1. Réglage primaire.

$f_0$  : Fréquence de référence [Hz] ;  
 $P_0$  : Puissance active de référence [MW] ;  
 $P_{\max}$  : Puissance active maximale du groupe de production [MW] ;  
 $P_L$  : Puissance active de référence du limiteur de puissance [MW] (Maximum de puissance débité autorisé).

Ce dernier agit sur les vannes d'admission fluide des machines d'entraînement des alternateurs afin d'augmenter ou diminuer le couple moteur selon la loi suivante appelée droite de statisme (pente de la Figure 1) [1] :

$$\frac{P - P_0}{P_n} = \frac{1}{\delta} \frac{(f - f_0)}{f_0} \quad (1)$$

Avec :

$P_n$  : puissance nominale du groupe (MW) ;  
 $f_0$  : fréquence de référence (Hz) ;  
 $P_0$  : Puissance de référence (MW) ;  
 $P$  : Puissance débitée (MW) ;  
 $f$  : Fréquence du réseau (Hz) ;  
 $\delta$  : Statisme.

Cette action n'est possible que si la réserve primaire le permet, c'est-à-dire que le groupe débite toujours une puissance inférieure à la puissance de référence du limiteur ( $P_L$ ). En fin de réglage il existe un écart de fréquence qui est corrigé par un second réglage automatique appelé réglage secondaire qui permet de retrouver la fréquence à sa valeur d'origine [1] [2]. Dans un fonctionnement normal du réseau, lors de fortes variations de la puissance consommée, le réglage primaire adapte la puissance produite pour maintenir la fréquence du réseau à sa valeur nominale (les faibles variations étant compensées par l'énergie stockée dans les arbres en rotation de grande inertie des groupes de production).

Depuis ces dernières années le système électrique cohabite avec un nombre de générateurs éoliens de plus en plus conséquents. Ces derniers sont appelés à se développer de façons considérables dans les prochaines années. Selon le Global Wind Energy Council (GWEC), le parc éolien pourrait atteindre une puissance installée de 230 GW en 2020 [3], cela signifie plus de 5 fois la puissance installée en 2005 qui était de 40 GW. De nos jours, deux types d'éoliennes sont raccordés sur les réseaux : les éoliennes à vitesse fixe et à vitesse variable [4] [5]. Les premières sont constituées d'une machine asynchrone à cage directement connectée au réseau. Elles offrent peu de possibilités de réglage. Les secondes regroupent les Machines Asynchrone à Double Alimentation (MADA) et les Machines Synchrones à Aimants Permanents (MSAP) dont le réglage permet une plus grande souplesse grâce à l'interface réseau constituée de convertisseurs de puissance. L'insertion massive des générateurs éoliens dans les réseaux pose des difficultés au niveau de leur exploitation [4]-[8]. Une des difficultés est due à la grande variabilité, à la non disponibilité et au problème de prévision de la source primaire, le vent, qui induit de fortes variations de puissance éolienne produite dans des instants très courts [9][10]. Cela a pour effet d'activer le réglage primaire des groupes de production standard comme le font les charges et de faire appel à la réserve primaire [11] [12], de ne plus respecter les engagements contractuels au niveau des échanges de puissance entre pays interconnectés et de faire courir des risques au niveau de la sûreté du système électrique. Le taux de pénétration de l'éolien doit alors être limité pour assurer la stabilité du réseau [7][8]. Malgré tout, diverses études montrent qu'il serait possible d'améliorer l'intégration des éoliennes dans les réseaux. Ces travaux montrent l'impact positif du foisonnement [13][14], proposent des nouveautés au niveau des structures des systèmes de génération à base d'éolien et de leur commande [15]-[19] ou couplent l'éolien avec d'autres installations de production utilisant par exemple l'hydraulique [20]-[23].

Pour minimiser les variations de fréquence sur les réseaux électriques et participer au réglage primaire de fréquence, deux stratégies de commande de générateur éolien seront développées : une commande à puissance de référence désirée et une commande multivariable à logique floue. Elles seront comparées à une stratégie standard implantée sur les éoliennes à vitesse variable actuelles [24] : la commande à puissance optimale. Elle permet d'extraire le maximum de puissance jusqu'à la vitesse de vent nominal où la puissance est alors limitée à la valeur nominale de la génératrice. Tout d'abord la structure du générateur éolien retenue sera présentée. Les deux stratégies de commande seront ensuite développées. Enfin, leurs performances seront illustrées à l'aide de simulations numériques réalisées sous le logiciel EUROSTAG version 4.3 [25]. Les modèles et commandes ont été développés sous le logiciel MATLAB – SIMULINK puis implantés sous le logiciel EUROSTAG.

## 2 – SYSTEME DE GENERATION ETUDIE

### a) Structure

La figure 2 montre le système de génération de l'étude. Une turbine éolienne à calage variable est directement couplée à une machine synchrone à aimants permanents. Elle est interfacée au réseau via un bus continu, deux convertisseurs de puissance (AC / DC et DC / AC) et un filtre inductif.

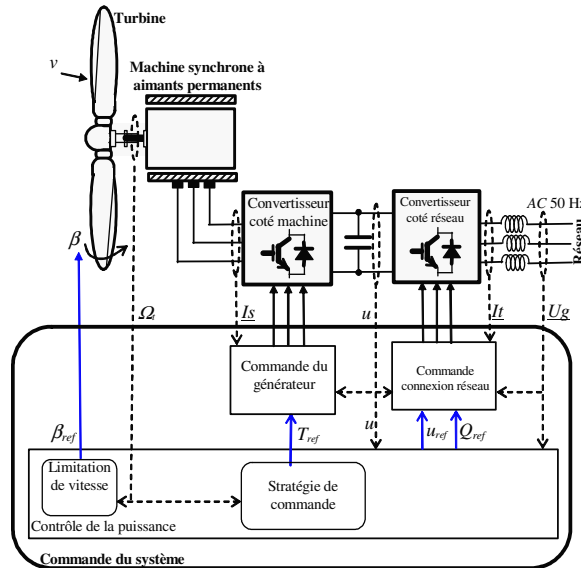


Figure 2. Générateur éolien à vitesse variable.

### b) Principes généraux du système

Le convertisseur AC/DC permet de commander en couple la génératrice synchrone. La vitesse de la turbine est contrôlée à l'aide du « pitch control ». La connexion au réseau est assurée par un deuxième convertisseur DC/AC. Il permet la régulation du bus continu (qui contrôle alors la puissance à renvoyer au réseau pour maintenir la tension du bus continu à sa valeur de référence  $U_{ref}$ ). Le système de génération fonctionne alors en source de courant en régulant les courants dans les inductances.

## 3 – STRATEGIES DE COMMANDE

Dans cette section, deux stratégies de commande vont être développées [26] [27]. La première, et la plus simple, va permettre une participation au réglage de la fréquence uniquement lorsque le vent permet d'extraire la puissance nominale du générateur éolien via le contrôle du couple de la génératrice. Pour assurer un réglage primaire quelque soit la vitesse du vent, un superviseur multivariable basé sur la logique floue est ensuite proposé. Ce superviseur commande simultanément le couple de référence et l'angle de calage des pales.

### a) Stratégie à puissance de référence désirée

Pour obtenir une réserve d'énergie, le point de fonctionnement du générateur éolien doit se situer en dessous du fonctionnement optimal. Une solution simple pour constituer cette réserve est d'imposer une puissance de référence inférieure à la puissance nominale de l'éolienne :

$$P_{ref} = \tau P_n \text{ avec } \tau \leq 1 \quad (2)$$

La figure 3 illustre les limites de cette approche. Dans cette figure, la courbe en trait continu représente la puissance générée avec la stratégie de commande à puissance de référence désirée et la courbe en trait pointillé représente la puissance générée à l'aide de la commande à puissance optimale. La réserve obtenue est constante uniquement pour des situations de vent supérieures à la vitesse de vent nominale, variable pour des vitesses de vent permettant d'extraire une puissance comprise entre  $\tau P_n$  et  $P_n$  puis nulle pour des vitesses de vent plus faible. Evidemment avec la commande à puissance optimale, aucune réserve n'est disponible.

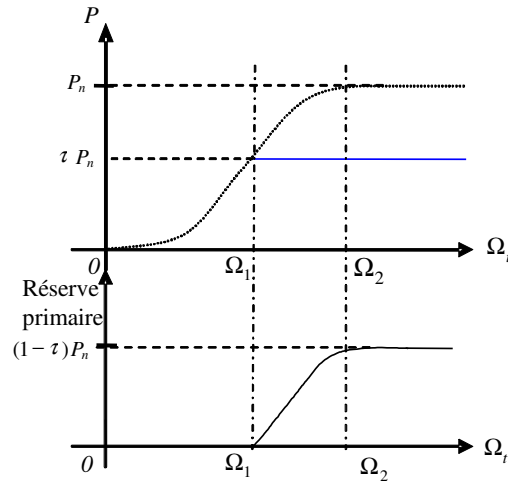


Figure 3. Principe de la stratégie à puissance de référence désirée.

$(1 - \tau)$  est le pourcentage de réserve primaire lorsque la puissance  $P_n$  peut être extraite (lorsque  $\Omega_t \geq \Omega_2$ ).  
 $P_n$  est la puissance nominale de la génératrice.

### b) Stratégie de commande multivariable à logique floue

Pour permettre une participation au réglage primaire de la fréquence, le générateur éolien doit être capable de maintenir une réserve primaire de puissance sur une plage de fonctionnement la plus grande possible. Cette réserve peut être constituée au moyen de la commande en couple du générateur ou de l'angle de calage. Idéalement ces deux méthodes pourraient être utilisées simultanément pour optimiser la commande, mais cette approche nécessite le développement d'une commande multivariable avec un superviseur adapté pour déterminer  $P_{ref}$ . En raison des variables aléatoires et de la commande multivariable, la logique floue apparaît comme un outil bien adapté pour construire les lois de commande du superviseur.

La figure 4 représente en trait pointillé la commande à puissance optimale, la courbe en trait continu représente de manière qualitative la puissance éolienne générée avec la stratégie de commande multivariable basée sur la logique floue.

La stratégie de commande est résumée à la figure 4 dans laquelle trois zones de fonctionnement apparaissent :

- (1) Fonctionnement à vent faible: le réglage primaire est réalisé par l'intermédiaire de  $\beta_{ref}$ .
- (2) Fonctionnement à vent moyen : le réglage primaire est réalisé par l'intermédiaire de  $P_{ref}$  et  $\beta_{ref}$ .
- (3) Fonctionnement autour de la vitesse de vent nominale : le réglage primaire est réalisé par l'intermédiaire de  $P_{ref}$ .

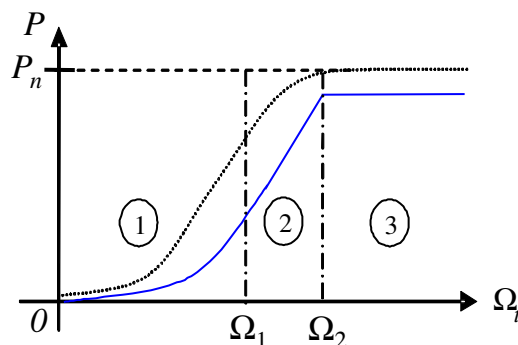


Figure 4. Principe de la stratégie de commande multivariable à logique floue.

Cette stratégie permet de maintenir une réserve de puissance régulière sur une large plage de variation de la vitesse du vent sans utiliser la mesure de cette vitesse.

#### 4 – PRESENTATION DU RESEAU SIMULE

Afin d'illustrer les différentes stratégies de commande, le réseau simple de la figure 5 a été considéré. Il est décomposé en deux zones. Une zone A constituée de quatre nœuds (JB1, JB2, JB3, JB4) où sont connectés deux groupes de production classiques de 1500 MVA (GR1, GR2) assurant le réglage primaire de fréquence et de tension, des charges (C1, C2), des gradins de condensateurs (GC1, GC2) et une zone B. Cette dernière zone est constituée de quatre fermes éoliennes (EOL1, EOL2, EOL3, EOL4) d'une puissance installée de 20 MW chacune, soumises à quatre vents différents de valeurs moyennes :  $8 \text{ ms}^{-1}$ ,  $10 \text{ ms}^{-1}$ ,  $11 \text{ ms}^{-1}$ ,  $13 \text{ ms}^{-1}$ , une charge (C3) et un gradin de condensateurs (GC3). Les caractéristiques des charges inductives sont C1, C2 : 500 MW – 100 MVAR et C3 : 300 MW – 100 MVAR. Les gradins de condensateurs permettent de compenser une partie de la puissance réactive du réseau. Les simulations ont été réalisées sur un temps de 700 secondes. A  $t = 600$  secondes, la charge C3 subit une augmentation de 375 MW pour atteindre la valeur de 675 MW. Afin de se focaliser sur les fluctuations de fréquence, on ne considérera pas le réglage secondaire des groupes réglants.

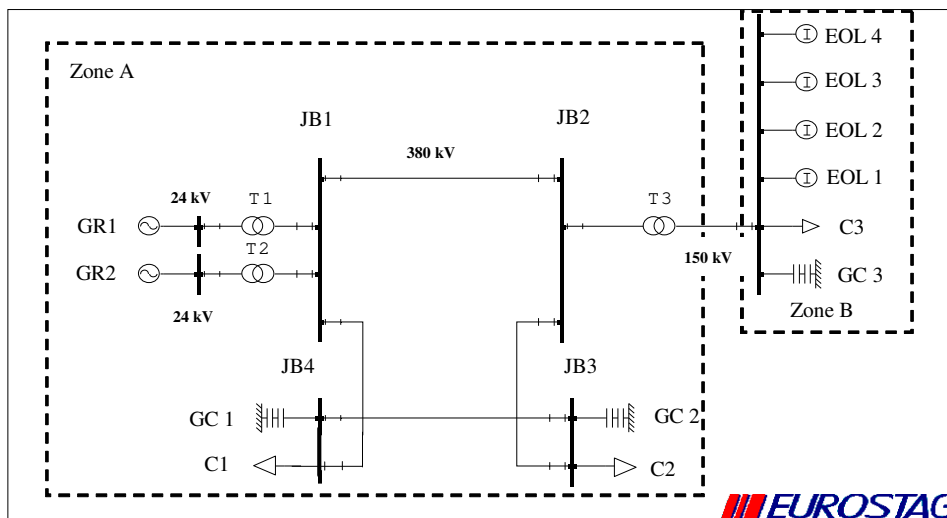


Figure 5. Configuration du réseau simulé.

#### 5 – SIMULATIONS

Cette section illustre les performances des deux stratégies de commande considérées dans cet article à l'aide de simulations numériques réalisées sous le logiciel EUROSTAG. Seuls les résultats des fermes d'éoliennes soumises à un vent faible ( $8 \text{ ms}^{-1}$ ) et un vent fort ( $13 \text{ ms}^{-1}$ ) seront présentés. Ils seront comparés à la commande à puissance optimale. Enfin l'incidence de ces trois commandes sur la fréquence du réseau sera montrée.

Les figures 6.a et 6.b comparent les stratégies de commande à puissance optimale et celle à puissance de référence désirée au niveau de la puissance débitée par l'éolienne et de la réserve primaire pour les vents faible et fort. Il est montré que pour un vent faible les deux stratégies sont équivalentes. Quasiment aucune réserve n'est disponible dans les deux cas. Par contre pour un vent fort, la stratégie à puissance de référence désirée permet de dégager une réserve primaire. Il est également constaté que lors de l'enclenchement de la charge à  $t = 600$  ms, cette stratégie permet de libérer la réserve.

Les figures 7.a et 7.b comparent les stratégies de commande à puissance optimale et multivariable à logique floue au niveau de la puissance débitée par l'éolienne et de la réserve primaire pour les vents faible et fort. Que le vent soit faible ou fort, une réserve primaire est constituée et elle est libérée à  $t = 600$  ms lors de l'enclenchement de la charge avec la stratégie multivariable à logique floue.

La figure 8 permet de comparer l'incidence des trois stratégies sur la fréquence du réseau. Il est remarqué que la stratégie multivariable à logique floue permet de limiter les variations de fréquence dues à l'éolien et la chute de fréquence lors de l'enclenchement d'une charge.

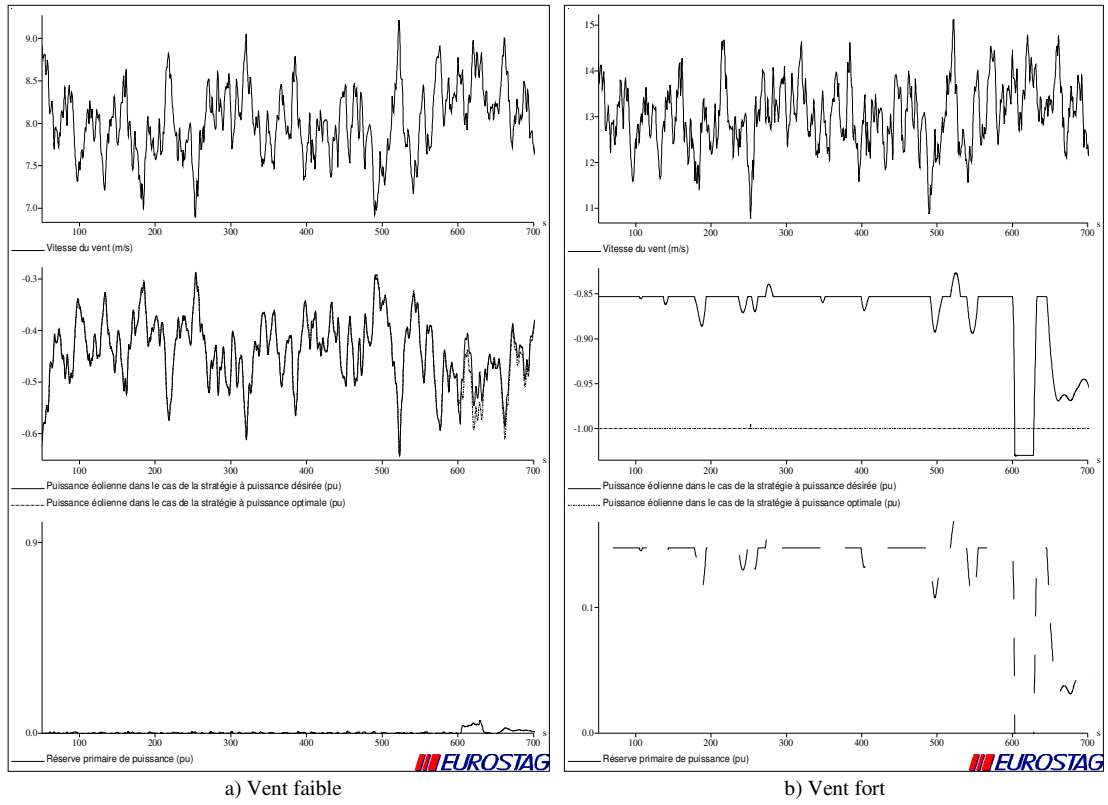


Figure 6. Comparaison de la commande à puissance optimale et à  $P_{ref}$  désirée.

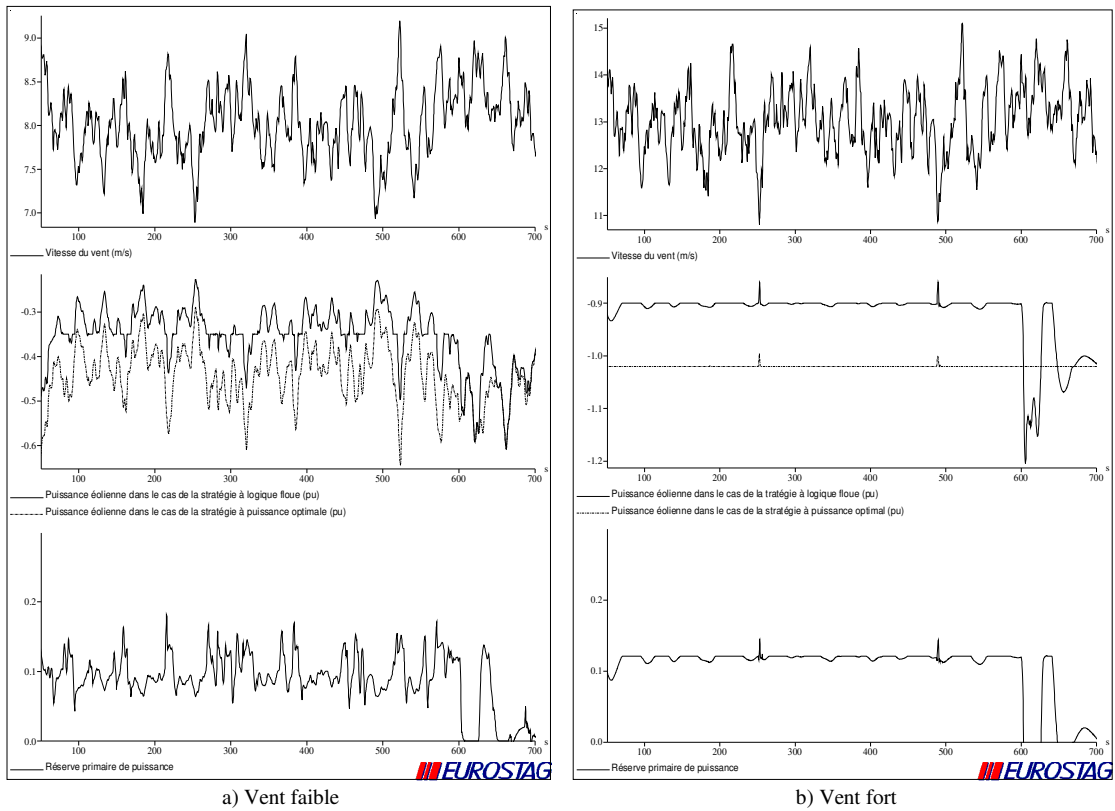


Figure 7. Comparaison de la commande à puissance optimale et multivariable à logique floue.

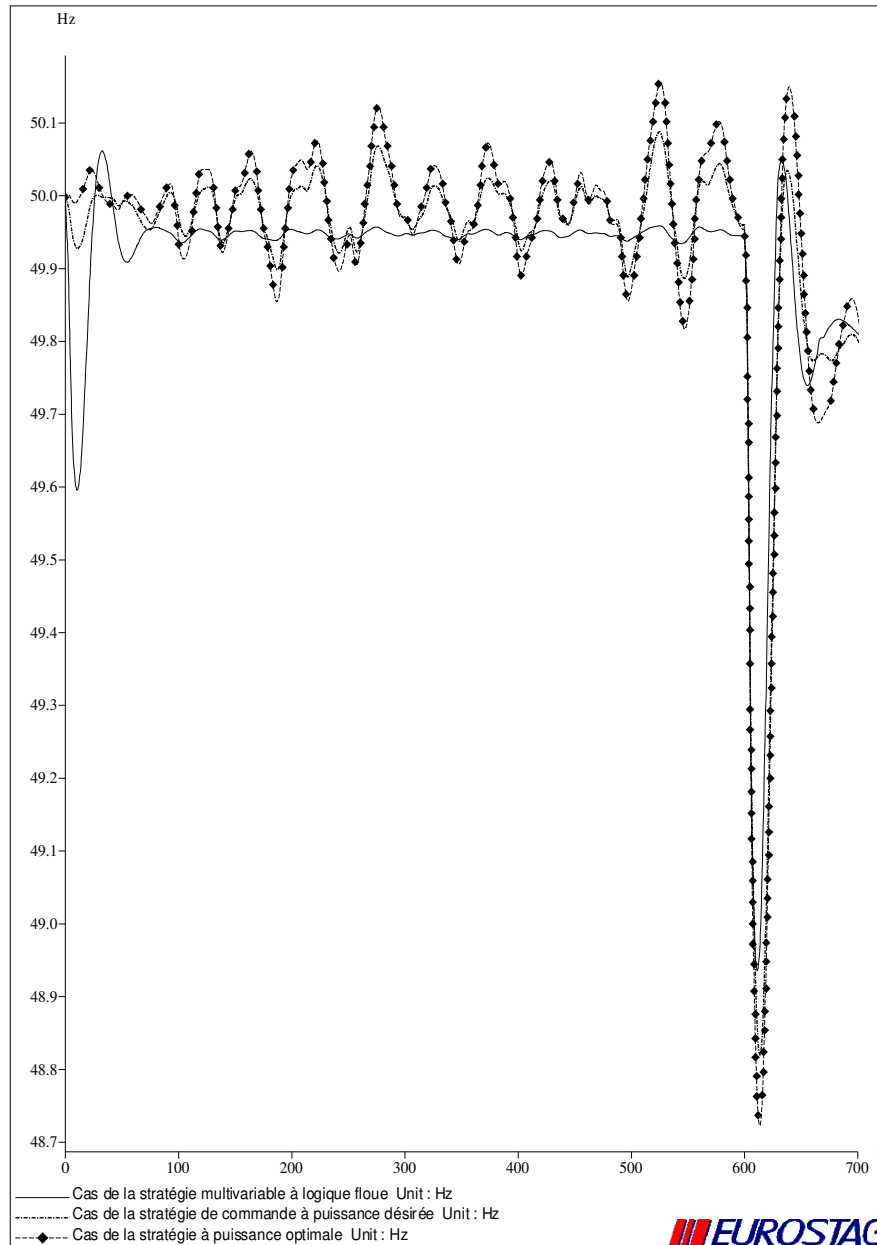


Figure 8. Comparaison des incidences des trois stratégies de commande sur la fréquence du réseau.

## 5 – CONCLUSIONS

Cet article montre que l'impact sur la fréquence du réseau des générateurs éoliens peut être minimisé à l'aide d'une stratégie de commande adaptée. De plus, les stratégies proposées permettent de participer au réglage primaire de fréquence en constituant une réserve primaire mobilisable en cas d'incident sur le réseau. Cette réserve est irrégulière et fortement corrélée à la vitesse du vent dans le cas de la stratégie à puissance désirée, par contre dans le cas de la stratégie multivariable à logique floue, quelque soit la vitesse du vent (sauf évidemment en cas d'absence de vent ou de tempête), une réserve de puissance peut être garantie. Ces commandes ont été validées sur un banc d'essais de 3 kW [28]. Dans les prochains travaux, un système de stockage inertiel d'énergie sera associé au générateur éolien [29] afin d'augmenter la réserve primaire disponible.

## 6 – REFERENCES

- [1] RTE, « Memento de la sûreté du système électrique », Edition 2004, [www.rte-france.com](http://www.rte-france.com).
- [2] P. KUNDUR, « Power system stability and control », McGRAW – Hill 1998, Inc, ISBN 0-07-035958-X.
- [3] « Wind Force 12. A Blueprint to achieve 12% of the world's electricity from wind power by 2020 », Global Wind Energy Council (GWEC) report, Jun. 2005.
- [4] B.Robyns, A.Davigny, C.Saudemont, A.Ansel, V.Courtecuisse, B.François, S.Plumel, J.Deuse, « Impact de l'éolien sur le réseau de transport et la qualité de l'énergie », Actes des journées 2006 de la section



- électrotechnique du Club EEA « Ouverture des marchés de l'électricité », les 15 et 16 mars 2006, Supélec, Gif-sur-Yvette, France, pp. 53- 68.
- [5] Jean – Claude Sabonnadière, « Nouvelles technologies de l'énergie 1 : les énergies renouvelables », Hermès lavoisier, 2006, ISBN Volume 1 : 2-7462-1376-1.
- [6] J. G. Slootweg, W. L. Kling, « Is the answer Blowing in the wind ? », IEEE power & energy magazine, November/December 2003, pp. 26 – 33.
- [7] N.Jenkins, R.Allan, P.Crossley, D.Kirschen and G.Strbac, « Embedded generation », The Institution of Electrical Engineers (IEE), London, 2000, ISBN 0-85296-774-8.
- [8] M.Crappe, « Commande et régulation des réseaux électriques », Hermès Science, Paris, 2003, ISBN 2-7462-0606-4.
- [9] Daniel Schlecht, « Large Scale Integration of Wind Power into the German Electricity System », Recueil de la journée SRBE – SEE – L2EP « Eolien et réseaux : enjeux », HEI, Lille, 22 mars 2005.
- [10] « Wind report 2005 », [www.eon.com](http://www.eon.com).
- [11] Gundolf DANY, « Power reserve in interconnected systems with high wind power production », IEEE Power Tech Conference, 10<sup>th</sup> – 13<sup>th</sup> September, Porto, Portugal.
- [12] Roman DOHERTY, Mark O'MALLEY, “ A new approach to quantify reserve demand in systems with significant installed wind capacity”, IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 20, N°2, May 2005, pp. 587 – 595.
- [13] « Bilan prévisionnel de l'équilibre offre demande d'électricité de France », édition 2005, pp. 64-67, [www.rte-france.com](http://www.rte-france.com).
- [14] Carole RAP, « Variable localement, Régulière globalement », Revue Systèmes solaires, N°165, 2005, pp.36-38.
- [15] Bousseau P., Belhome R., Monnot E., Laverdure N., Boëda D., Rove D., Bacha S., « Contribution of wind farms to ancillary service », CIGRE 2006, Paris.
- [16] Johan MORREN, Sjoerd W. H. de HAAN, J.A. FERREIRA, « Contribution of DG units to primary frequency control », European Transactions on Electrical Power, Vol. 16, Issue 5, pp. 507 – 521.
- [17] Johan MORREN, Sjoerd W. H. de HAAN, J. A. FERREIRA, « Primary Power/Frequency Control with Wind turbines and fuel cells », IEEE PES General Meeting 2006, Montreal, Canada, June 2006.
- [18] S. WIJNBERGEN, S. W. H. de HAAN, J. G. SLOOTWEG, « A System for Dipersed Generator participation in voltage control and primary frequency control », Power Electronics Specialists Conference, 2005. PESC apos ; 05.IEEE36th Volume , Issue , 2005 Page(s):2918 - 2924
- [19] Lalor G., Mullane A., O'Malley M., « Frequency control and wind turbine technologies », IEEE Transactions on power systems, vol. 20, n° 4, 2005, pp. 1905-1913.
- [20] Jean – Yves Grandidier, « Eolien et Hydraulique, des fiançailles réussies », Revue Systèmes solaires, N°165, 2005, pp.39-42.
- [21] Castronuovo, E.D. Lopes, J.A.P , « On the optimization of the daily operation of a wind-hydro power plant », Inst. de Engenharia de Sistemas e Computadores do Porto, Portugal, Power Systems, IEEE Transactions on Aug. 2004, Volume: 19 , Issue: 3, pages: 1599 – 1606
- [22] Fan Yanfang, Wang Yibo, Chao Qin, « Wind-Hydro Hybrid Power System Stability Analysis », Sci. & Technol. Univ. of Huazhong , Electrical Machines and Systems, 2001. ICEM 2001. Proceedings of the Fifth International Conference on, volume: 1, page(s): 628-632 vol.1, 2001.
- [23] Thomas Ackermann, « Simulation Study of an Embedded Grid Connected Wind-Hydro Hybrid System based on New Zealand Climate Conditions », Physics Department Wind Energy Group, University of Otago, Dunedin, New Zealand.
- [24] M. EL MOKADEM, C. NICHITA, P. REGHEM, B. DAKYO, « Development of a Maximum Power Tracking Unit Integrated in Wind Turbine Simulator », EPE'2005, 11<sup>th</sup> European Conference on Power Electronics and Applications, Dresden, Allemagne, du 11 au 14 septembre 2005.
- [25] [www.eurostag.be](http://www.eurostag.be)
- [26] Courtecuisse V., Robyns B., Plumel S., François B., Deuse J., « Capacity of a variable speed turbine to participate in primary frequency control », Sixth international workshop on large-scale integration of wind power and transmission networks for offshore wind farms, Delft, Pays bas, 26-27 Octobre 2006.
- [27] V. Courtecuisse, B. Robyns, S. Plumel, B. Francois et J. Deuse, « Fuzzy logic based primary frequency control of variable speed wind generators », International conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives, Setubal, Portugal, 12 et 14 avril 2007.
- [28] C. Saudemont, G. Cimuca, B. Robyns, M. Radulescu, « Grid connected or stand alone real – time variable speed wind generator emulator associated to a flywheel energy storage system », Proceedings of the 11<sup>th</sup> Conference on Power Electronics and Applications (EPE 2005), September 11 – 14, 2005, Dresden, Germany.
- [29] A. Davigny, B. Robyns, « Fuzzy logic based supervisor of a wind farm including storage system and able to work in islanding mode », The 32<sup>nd</sup> Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, IECON 06, November 7-10, 2006, CNAM, Paris, France.