

Eolien et système de production d'électricité

dimanche 9 avril 2006 , par [André PELLEN](#)

POURQUOI, EN FRANCE, LE DIMENSIONNEMENT DU PARC THERMIQUE A FLAMME (THF) DEMEURERA-T-IL INDIFFERENT A L'EVOLUTION DU PARC EOLIEN ?

POURQUOI, DANS NOTRE SYSTEME « PRODUCTION-CONSOMMATION » D'ELECTRICITE, LA PRODUCTION EOLIENNE N'EST-ELLE PAS SUBSTITUABLE A LA PRODUCTION THF ?

RESUME

L'électronique - notamment l'électronique de puissance - est aujourd'hui en mesure de conférer à n'importe quel objet technologique des aptitudes de régulation très performantes. Les réglages fréquence-puissance et tension des éoliennes modernes – de type synchrone – n'échappent pas à cette tendance. Toutefois, de telles aptitudes ne sauraient obtenir que les aérogénérateurs produisent imperturbablement une énergie électrique stable à partir d'une énergie mécanique non maîtrisée. C'est la raison pour laquelle ces instruments ne peuvent être considérés comme des moyens de production autonomes : la nécessité de les secourir par des moyens traditionnels est d'autant plus prégnante qu'ils débitent sur un réseau électrique dit séparé. Les réseaux électriques allemand et, surtout, danois, plus ou moins dans ce cas, expliquent en partie la forte dépendance énergétique fossile de ces pays. Tel n'est pas le cas de la France, dont le réseau national bouclé présente un caractère homogène.

Ce réseau s'exploite de façon centralisée - bien que déclinée au niveau régional - en une entité unique, raccordée à des systèmes extérieurs avec lesquels elle échange de l'énergie. Pareille configuration explique que le pilotage fréquence-puissance sûr et au moindre coût du système « production-consommation » national se ramène à disposer globalement et en permanence de réserves primaires, secondaires et tertiaires. Ces dernières doivent être mobilisables - avec des temps de réponse croissants du primaire vers le tertiaire - à discrétion et sans défaillance.

L'énergie éolienne, par définition aléatoire, ne permet pas d'agrèger au quotidien de telles réserves. C'est pourquoi, le gestionnaire du réseau de transport, RTE, et EDF excluent les aérogénérateurs des moyens de production de pointe et de semi-base qui garantissent ces réserves. La problématique du réseau français s'exprime à peu près dans les mêmes termes pour le réglage de la tension. À l'instar du réglage fréquence-puissance, le réglage tension des groupes de production traditionnels (fossiles, hydrauliques et nucléaires) comporte les niveaux primaire, secondaire et tertiaire. Les niveaux secondaires et tertiaires sont télé-réglés depuis une commande centralisée. Ils viennent corriger le point de consigne tension local de la boucle primaire, en fonction de paramètres de réseau quelquefois très éloignés du groupe concerné.

Ce point de consigne est également corrigé par 3 autres boucles de régulation - la boucle puissance électrique, la boucle vitesse et la boucle puissance mécanique - destinées à contrer les transitoires rapides du réseau. Au bout du compte, l'action de réglage finale, imposée à

une machine donnée peut parfois paraître contradictoire avec les paramètres locaux de production. Le caractère erratique de l'énergie éolienne est manifestement incompatible avec une maîtrise aussi élaborée de la tension du réseau national, tenue à une totale garantie de résultats. Tout au plus, lui tolère-t-on une timide participation à de rigides plans de tension.

En conclusion, RTE et EDF n'ont d'autre choix technique que de cantonner le parc éolien français dans les moyens nationaux de production de base où il entre directement en concurrence avec le parc nucléaire.

PREAMBULE

La conduite du système « production-consommation » (dans la suite, nous nous contenterons de le désigner par système), consiste en la maîtrise permanente la plus rigoureuse possible de deux grandeurs physiques : la fréquence et la tension du courant produit et distribué ; ceci en tout point d'un système de taille européenne.

UN PEU DE PEDAGOGIE...

-La conduite du système en temps réel

La maîtrise de la fréquence du réseau électrique consiste, avant tout, à s'efforcer de maîtriser l'équilibre production-consommation d'énergie, une action qui ne peut prioritairement échoir qu'à des régulations automatiques.

- Le réglage primaire de fréquence : la réserve primaire

Couramment désignée par l'expression $\Delta p = -k \Delta f$, dans laquelle P est la puissance débitée par le générateur et f la fréquence du réseau, la régulation concernée assure la sécurité du système par une réponse prompte et proportionnée à toute perturbation survenue dans la production ou la consommation d'énergie. Tous les groupes de production, nucléaires, THF et hydrauliques en sont dotés. Elle permet de situer, à tout moment, le point de fonctionnement de chaque machine sur une courbe linéaire qui lui est propre, la courbe de statisme : ensemble des couples (puissance/fréquence) (Voir, à la fin, complément technique 1). Chaque groupe de production met ainsi constamment à disposition de la sécurité du système une réserve primaire de puissance réglante. La réserve primaire européenne totale représente au moins 3 % de la puissance en service.

Par ailleurs, les forces électromagnétiques rendent physiquement solidaires les groupes débitant sur un même réseau. Aussi, la participation de chacun d'eux au réglage primaire de la fréquence COMMUNE s'exprime-t-elle en MW/Hz. La participation primaire d'un groupe nucléaire de 900 MW vaut 450 MW/Hz (Voir, à la fin, complément technique 2). Si elle est potentiellement supérieure à 10000 MW/Hz pour toute l'Europe (eu égard à l'importance du parc de production), dans les faits, 30000 à 35000 MW/Hz seulement sont opérationnels dont largement plus du quart est fourni par la France. Les raisons de cette limitation sont multiples. Parmi les plus importantes, on peut toutefois citer le contexte « production-consommation » du moment, l'indisponibilité des groupes et, surtout, les limitations du transit des puissances, imposées par le sous-dimensionnement de certaines lignes d'interconnexion ou leur insuffisance en termes de capacités d'évacuation.

=> L'électronique de puissance, sophistiquée, pouvant équiper les éoliennes modernes, ne permettra jamais à leurs exploitants de pallier l'absence de maîtrise de l'énergie motrice. EDF et RTE en ont jugé ainsi, sans surprise et probablement une fois pour toutes, qui ont exclu les éoliennes du réglage primaire de fréquence.

- Le réglage secondaire fréquence-puissance : la réserve secondaire

Après perturbation, le réglage précédent - certes essentiel - stabilise néanmoins le système dans une situation plus ou moins dégradée de deux points de vue : le transit des puissances d'interconnexion (entre la France et le reste de l'Europe) s'en trouve modifié et, surtout, la fréquence générale du réseau s'est stabilisée à un niveau sensiblement différent des 50 Hz normalement requis. C'est au réglage secondaire fréquence-puissance que revient alors la responsabilité de rétablir la situation.

Ce réglage consiste à déplacer la courbe (linéaire) de statisme précédente, parallèlement à elle-même, à l'aide d'un procédé dont la commande centralisée est dans les mains du gestionnaire des mouvements d'énergie. Il est, en effet, loisible à ce dernier d'opérer un tel déplacement, sur tous les groupes du système, entre les niveaux de consigne $N = -1$ et $N = +1$, autour du niveau $N = 0$ correspondant à la puissance de consigne « 50 Hz ». Il impose ainsi à ces groupes de parcourir leur bande de participation secondaire dans la proportion qu'exige la situation résiduelle du réglage primaire de fréquence. Les niveaux -1 et +1 représentent donc les bornes du déplacement de la droite de statisme à l'intérieur la bande de participation secondaire.

Cette bande n'a pas, en pourcentage de la puissance nominale (P_n) du groupe, la même valeur sur tous les types d'outils de production. À titre d'exemple, la demi-bande de réglage (-1 à 0 ou 0 à +1), traditionnellement désignée par Pr , vaut 5 % de P_n dans le nucléaire, 10 % dans le THF et peut atteindre 25 % dans l'hydraulique. La valeur totale du Pr requis, dans notre pays, est fonction de la demande globale de puissance à un moment donné. Elle peut atteindre 2 à 2,2 GW en pointe d'hiver.

Par ailleurs, le choix des groupes mis à contribution dépend largement de leurs capacités dynamiques à moduler leur production - offrir une réserve de puissance suffisante à assurer, avec d'autres, « la dentelle » - et du coût de leurs kW.h.

=> EDF et RTE excluent les éoliennes du réglage secondaire fréquence-puissance pour les mêmes motifs que ceux justifiant son inaptitude au réglage primaire de fréquence.

- Le réglage tertiaire : la réserve tertiaire de puissance ou réserve tournante

Dans certaines situations limites, les deux réglages précédents peuvent ne pas parvenir à résorber totalement les écarts de transit de puissance d'interconnexion, ainsi que les écarts de fréquence : la réserve secondaire est épuisée, la réserve primaire devient dangereusement insuffisante. Ce cas se rencontre généralement lorsque la butée $N = +1$ a été atteinte. Toutefois, une telle situation résulte de plus en plus souvent d'une dérive progressive de l'écart entre la consommation et les programmes de production établis la veille.

Pour reconstituer au mieux des réserves indispensables à la sécurité du système, une provision supplémentaire de puissance est alors mobilisée, apte à entrer en action en moins de 20 minutes, bien entendu, à moindre coût : c'est la réserve tertiaire ou réserve tournante. On y

trouve les moyens de production thermiques classiques, ou THF, - notamment les turbines à combustion (TAC) et à gaz (TAG) - ainsi que les groupes hydrauliques.

=> À l'évidence, les éoliennes ne sont pas davantage aptes à un réglage tertiaire - exigeant une disponibilité et une réactivité sans faille - qu'aux réglages primaire et secondaire .

- La marge d'exploitation

On appelle marge d'exploitation la somme de la réserve tertiaire et de la demi-bande de réglage secondaire + Pr.

Actuellement, cette marge du parc de production français peut dépasser 6 GW.

- La programmation des productions

Le programme des puissances requises de tous les groupes de production du parc est établi la veille pour le lendemain. Outre qu'il tient compte d'une évolution prévisionnelle de la courbe nationale de consommation, ce programme s'appuie désormais largement, comme suit, sur la logique du marché européen de l'énergie.

- La bourse de l'énergie

Elle fonctionne intensément avant 16 heures du jour J-1.

- L'arrêt définitif du programme

À 16 heures du jour J-1, le programme du jour J est « bouclé » pour les producteurs qui « passent la main » au Centre National d'Exploitation du Système (CNES) de RTE. Les outils de production de base, de semi-base et de pointe sont définitivement prépositionnés pour le lendemain.

- Les dispositions d'ajustement

En dépit de la pertinence des outils prévisionnels de RTE, la gestion de l'équilibre « production-consommation » n'est, hélas, pas infailliblement assurée. C'est pourquoi non seulement EDF se doit contractuellement de mettre à disposition du CNES trois types de réserves - comme, théoriquement, ses concurrents -, mais les uns et les autres tiennent à disposition du gestionnaire une offre commerciale supplémentaire destinée à « l'ajustement ».

- Ces réserves contractuelles

Ces réserves contractuelles se déclinent ainsi : une réserve de 1500 MW disponible dans les 15 ou 30 minutes, une seconde réserve rassemblant toutes les possibilités de production complémentaires du parc, et une troisième - exceptionnelle - seulement sollicitable en situation de dégradation avancée du réseau (tempêtes de 1999). On aura compris que, dans cette dernière situation, non seulement la totalité des moyens opérationnels de production du parc national est appelée sur le réseau, mais bien d'autres moyens, plus ou moins obsolètes, peuvent être requis, quels que soient les motifs de leur indisponibilité opérationnelle ou leurs délais de démarrage.

- *Gérer sûrement le système (production-consommation) français et au moindre coût*

Une telle gestion repose sur deux principes :

► Le choix des groupes de production, requis pour constituer les réserves primaire et secondaire, prend essentiellement en considération leurs aptitudes et leurs performances techniques (aspect « sécurité d'exploitation » prépondérant) ; tandis que la constitution des réserves tertiaires est confiée en totalité au (libre) marché de l'électricité, à l'onéreux marché de l'ajustement, en particulier (aspect « équilibre production-consommation » prépondérant).

► Les MW requis pour les réserves sont facturés à RTE, en supplément des MW consommés. Le montant annuel de la facture des réglages primaire, secondaire et tension, payée à EDF , dépasse les 250 millions d'euros. Insistons bien sur le fait que les factures analogues d'autres opérateurs - sollicités pour ces mêmes réglages - devraient prochainement s'ajouter à celle d'EDF.

Ceci explique qu'au quotidien RTE s'évertue à solliciter la part la plus faible possible des réserves potentielles du parc de production national, en ne faisant appel qu'à ce que son analyse de l'évolution des paramètres du système lui paraît exiger. Cette analyse se fonde, chaque jour, sur une étude rigoureuse de la courbe de charge prévisionnelle et sur la disponibilité prévisible des moyens de production. En temps réel, elle se fonde également sur la surveillance constante de la variabilité de ces éléments, afin d'être à tout moment capable d'une grande réactivité et d'une anticipation parfois salutaire.

Lorsque l'énergie éolienne s'impose aussi fatalement qu'intempestivement au parc de production de base, la non-garantie de sa pérennité introduit tout aussi fatalement une certaine fragilité du système. Aussi faible soit-elle, cette fragilité est inacceptable pour le gestionnaire national qui s'empresse de requérir du marché - quelquefois à grands frais - un supplément de réserves tertiaires.

=> Outre que la priorité donnée à l'énergie éolienne, sur le réseau, se fait au détriment de moyens de production bon marché, elle a pour conséquence réglementaire automatique la taxation de ses kW.h du « prix de la précarité ». Ce prix s'élève à 3 euros par MW.h éolien.

=> D'une façon générale, on aura compris que le CNES de RTE sollicite des outils de production deux services bien distincts : produire l'énergie destinée à être consommée (base, semi-base et pointe) et constituer des réserves de sécurité technique et/ou d'adaptation à la consommation, bien entendu, au moindre coût.

Les développements précédents montrent sans conteste que l'éolien est incapable d'assumer les réserves ; on ne le lui demande d'ailleurs pas. Mais, sa production - guère prévisible et financièrement non-compétitive - destinée à la consommation ne peut figurer qu'indirectement dans les tablettes de programmation du CNES, par son incidence dans la courbe de charge prévisionnelle du lendemain ou par son incidence « estimable » sur la seule production de base.

LA PLACE PREVISIBLE DE L'EOLIEN DANS LE PARC DE PRODUCTION FRANCAIS

-Sa contribution « puissance », dans un contexte actuel dont l'évolution des contraintes est parfaitement identifiée

- La situation actuelle

- ▶ Au 31 décembre 2005, la puissance éolienne installée, sur le sol français, n'était que de l'ordre de 0,5 GW, dont au moins les 3/4 raccordés sur le réseau Moyenne Tension (MT), c'est-à-dire sur le réseau de distribution. Nous verrons plus loin que cette situation - résultant en grande partie de l'ancien plafond d'obligation de rachat à 12 MW (avant la loi 2005-781 du 13 juillet 2005) et, certes, proportionnellement en voie d'amoindrissement - revêt une très grande importance, car le parc éolien MT échappe au domaine d'action du gestionnaire du système : le CNES de RTE (1).
- ▶ Au 31 décembre 2005, les réserves de puissance et les possibilités de réglage du parc de production français alimentant le système sont celles qui viennent d'être caractérisées et évaluées.
- ▶ Au 31 décembre 2005, la croissance moyenne de la consommation nationale annuelle d'énergie électrique est de l'ordre de 1,5 %.
- ▶ Au 31 décembre 2005, une baisse de température d'hiver de 1 ° C sur le territoire national provoque un appel de puissance de 1500 à 1600 MW, une hausse de 1 ° C, l'été, un appel de puissance de 600 MW ; situation qui ne peut que s'aggraver.

- Evolution des paramètres de production et de consommation ; service rendu envisageable de l'éolien

Partisans et détracteurs de l'éolien s'accordent aujourd'hui pour reconnaître que l'objectif fixé par les pouvoirs publics d'une puissance éolienne installée en France de 10 GW en 2010 est un objectif ambitieux ayant peu de chances d'être atteint. Pourtant, 10 GW éoliens ne feront jamais, en moyenne sur l'année, que 2,5 GW effectifs ; même si, très ponctuellement, des crêtes bien supérieures - mais statistiquement toujours inférieures à 10 GW - peuvent être observées.

- ▶ Or, d'une part, il se trouve que la marge disponible du parc français de production actuel, d'environ 6 GW (voir plus haut), est d'ores et déjà en mesure de s'accommoder sans difficulté des manifestations erratiques de ces 2,5 à 10 GW effectifs, sachant que leur apparition se traduit automatiquement par une baisse de la « charge nucléaire » prête à remonter à tout moment, ou provoque une variation des échanges d'interconnexion. De plus, compte tenu du (1) ci-dessus, ces 2,5 GW auront bien du mal à « aligner » 2 GW sur le système géré par RTE ; ceci, même si la situation actuelle des raccordements devait tendre vers un rééquilibrage HT/MT plus que probable, du fait de la disparition du plafond de 12 MW.
- ▶ D'autre part, il ne fait guère de doute que, d'ici 2010, l'inévitable évolution du parc THF français obéira quasi-exclusivement à l'évolution des paramètres mentionnés au paragraphe précédent, dont l'échelle de croissance prévisible est sans commune mesure avec le gradient d'accroissement de la puissance éolienne effective attendue sur la période.

En conséquence, l'évolution de la puissance éolienne installée en France n'a et n'aura sans doute jamais d'incidence réelle sur la taille du parc THF. Vers 2012, le couplage du réacteur EPR, équivalent à quelque 3000 éoliennes, éloignera encore ce doute...

- L'éolien peut-il se substituer au THF et assumer ses responsabilités de réglages ?

- Responsabilités réglage « fréquence-puissance »

Il s'agit évidemment du THF présent dans les réglages primaire, secondaire et tertiaire de puissance et du THF appelé en pointe et en semi-base exclusivement raccordé aux réseaux haute et très haute tension, que des éoliennes débitant sur les réseaux moyenne tension de distribution ne peuvent, de toute façon, pas prétendre remplacer.

Rappelons, une nouvelle fois, que les développements précédents mettent clairement en évidence que l'éolien est inapte à assumer pleinement ces réglages et à constituer les réserves qu'ils exigent. Par ailleurs, si cet éolien devait être fortuitement présent en période de pointe ou de semi-base, eu égard à son instabilité, la prudence exige de le maintenir dans les outils de production de base.

Mais, les aérogénérateurs sont-ils au moins aptes au réglage de la tension ?

- Responsabilités réglage « tension »... encore un peu de pédagogie...

Le maintien de la stabilité du réseau électrique participe au moins autant à la stabilité du système que les réglages de puissances évoqués précédemment. Cette stabilité électrique résulte d'un réglage sophistiqué de la tension, assuré par les groupes de production nucléaires, THF et hydrauliques. Celui-ci consiste très sommairement à fournir au réseau ou à lui retirer, selon les circonstances, de la puissance réactive afin, respectivement, de relever son facteur de puissance (ou cosinus phi, pour les puristes) - et donc la tension - ou de le diminuer pour obtenir l'effet inverse.

À l'instar du réglage fréquence-puissance, le réglage tension des groupes de production traditionnels comporte les niveaux primaire, secondaire et tertiaire. Les niveaux secondaires et tertiaires sont télé réglés depuis une commande centralisée. Ils viennent corriger le point de consigne tension local de la boucle de régulation primaire, en fonction de paramètres de réseau quelquefois très éloignés du groupe concerné. D'autre part, à l'appui de cette boucle de régulation principale, tous les groupes sont dotés de 3 autres boucles de régulation - la boucle puissance électrique, la boucle vitesse et la boucle puissance mécanique - destinées à contrer les transitoires rapides du réseau et à sauvegarder les matériels. Au bout du compte, l'action de réglage finale, imposée à une machine donnée, peut parfois paraître contradictoire avec les paramètres locaux de production.

Ajoutons qu'au nom de l'efficacité d'ensemble d'un tel dispositif, 3 critères peuvent conduire à imposer l'existence de certains groupes de production en des lieux précis de l'architecture du réseau national : les surcharges du réseau, la tenue de la tension (capacités de « fourniture/absorption » d'énergie réactive), la fourniture de puissances de court-circuit (Voir, à la fin, complément technique 3).

Quelle contribution l'éolien peut-il apporter à un système aussi exigeant, en matière de réglage de la tension ? Insistons bien, à nouveau, sur le fait que la question ne s'adresse qu'aux seuls aérogénérateurs raccordés au système (HT et THT).

=> Une fois encore, la réponse à la question posée est apportée par EDF et RTE, sans doute de façon définitive : seule, la boucle de régulation de tension primaire (ou locale) est sollicitée des éoliennes modernes, de type synchrone, ou plus rustique de type asynchrone. Les trois autres boucles de régulation sont d'ailleurs inexistantes dans ces machines.

Il résulte de cet état de faits que les aérogénérateurs français ne participent pas au réglage de la tension du réseau national (Voir, à la fin, complément technique 4).

L'éolien ne peut donc, en aucune manière, se substituer partiellement ou totalement au THF dont il est incapable de prendre le relais dans ses fonctions d'exploitation essentielles.

Entendre le SER évoquer la possibilité d'un parc de production français « tout éolien » et un Hubert Reeves s'associer à un tel crédo est confondant ! De l'aveu même d'un « pro-éolien » de RTE, l'expérience de La Crète montre qu'un parc de production électrique à 30 % éolien s'avère d'une instabilité telle qu'il en devient inexploitable. Soyons assurés que, dans notre pays, il le deviendrait bien avant 30 %.

CONCLUSION(S)

En France, pays exportateur net d'électricité à hauteur de 15 % (2), l'éolien ne s'apparentera jamais qu'à un instrument n'ayant, au mieux, pour effet que d'amortir l'aléa (positif) de la consommation nationale. Ce que semble implicitement confirmer le Ministère, qui assimile l'aléa éolien à l'aléa de température, lequel, comme chacun sait, influence de façon déterminante l'aléa de consommation.

Il n'en reste pas moins que l'évolution du parc THF demeure indifférente à celle du parc éolien. Autrement dit, les Français doivent se convaincre que l'aérogénération est un mode de production d'électricité exclusivement de base, directement en concurrence avec le seul outil nucléaire. Dans le dernier numéro de son organe de presse, « Vivre EDF », l'opérateur historique en fournit la preuve irréfutable sur un synoptique imageant le principe de programmation mis en œuvre par le CNES de RTE.

Si, place pour l'éolien il doit y avoir dans le marché français totalement ouvert de l'électricité, c'est quasi-exclusivement EDF qui la lui ménagera, à perte, en muselant d'autant sa production nucléaire (objectif avoué plus ou moins ouvertement par des promoteurs de l'éolien prétendument écologistes) ou RTE, en exportant la totalité d'une production par essence impromptue... à condition que des réseaux électriques TRES renforcés le permettent.

Croyons-nous sérieusement qu'EDF compte sur son parc d'éoliennes pour conquérir les 25 % du marché européen de l'électricité (6 % de celui du gaz), objectif que l'entreprise se propose d'atteindre en 2010 ? Si tel devait être le cas, elle aurait bien trop à faire pour corriger les perturbations occasionnés au système européen par les ubuesques parcs de production, allemand, espagnol et danois !...

Selon la directive européenne 2001/77/CE, du 27 septembre 2001, relative à la promotion des énergies renouvelables, à l'impossible nul n'est tenu. Son article 7 traitant des questions

relatives au réseau dit ceci : « [...] Pour ce qui est de la distribution de l'électricité produite par les installations de production, les opérateurs des systèmes de transport donnent la priorité aux installations utilisant les sources d'énergie renouvelables, dans la mesure permise par le fonctionnement du système électrique national. »

D'autre part, dans son article 4 concernant les régimes de soutien, elle ne manque pas de rappeler les exigences d'une libre concurrence guère en odeur de sainteté chez les pro-éoliens :

« [...] tout cadre proposé devrait :

a) contribuer à la réalisation des objectifs indicatifs nationaux ;

b) être compatible avec les principes du marché intérieur de l'électricité [...] »

(2) Les inévitables importations ponctuelles d'électricité par la France - essentiellement à certaines de ses heures de pointe et dans des circonstances climatiques exceptionnelles -, qui fondent historiquement l'existence du réseau d'interconnexion, existeraient quelle que soit la structure de notre parc de production. Tout argument des « pro-éoliens » tiré de ce fait s'avèrerait spécieux et renforcerait même le caractère onéreux et inutile d'une aérogénération industrielle d'électricité.

COMPLÉMENTS TECHNIQUES

- Complément technique 1

La définition $\Delta p = -k \Delta f$ de la courbe statisme d'un groupe de production est directement issue de l'équation dite des masses tournantes, $C_m - C_r = J \cdot dN/dt$, dans laquelle C_m est le couple moteur appliqué à la turbine par la détente vapeur, C_r le couple résistant transmis par l'alternateur, J le moment d'inertie du groupe turbo-alternateur (GTA), N sa vitesse de rotation.

On entend par l'expression la plus couramment utilisée de « Statisme d'un GTA » la variation, en %, de sa vitesse correspondant à une variation de sa puissance entre ses bornes de dimensionnement. À titre d'exemple, le statisme d'un groupe nucléaire de 900 MW, tournant à 1500 tours/mn dans les conditions nominales, est de 4 %. Lorsqu'une surcharge soudaine amène brutalement un tel GTA à proximité de son limiteur de puissance, sa vitesse peut transitoirement être de l'ordre de 1470 tours/mn. À l'inverse, un délestage intempestif peut l'amener à frôler sa protection de survitesse en tournant à 1530 tours/mn pendant un temps plus ou moins long.

- Complément technique 2

Exemple de calcul de participation au réglage primaire d'un groupe nucléaire de 900 MW, à la suite d'un incident.

Une tranche nucléaire de 1300 MW se soustrait brutalement au réseau européen pour des raisons techniques ; la puissance réglante globale du moment étant de 30000 MW/Hz. Le déficit de réglage est alors de 1300/30000 Hz, soit 44 mHz qui obligent chacun des groupes

900 (capables de régler à 450 MW/Hz) en service à régler pour une $\Delta P = - K \Delta F$ de - 450 x 0,044, soit 19,5 MW ou 2,2 % de leur puissance nominale.

- Complément technique 3

La nuit, en régime de faible consommation, les lignes électriques très peu chargées « fournissent » énormément d'une puissance réactive que les groupes de production se doivent « d'absorber » pour ramener le niveau de la tension – considérablement accru par cette « fourniture » de réactif - à une valeur raisonnable. On estime, dans ce cas, que l'action d'un groupe de production sur la tension s'exprime par la formule suivante : $\Delta u = U X \Delta Q / P_{cc}$, où U est la tension du réseau et P_{cc} la puissance de court-circuit de la machine. À titre d'exemple, avec une P_{cc} de (3 x 400 kV x 40 kA) W, un groupe de 1300 MW absorbant 500 MVAR (Méga.Volts.Ampères.Réactifs) de puissance réactive est en mesure de faire baisser localement la tension de 7 Kv ; 40 KA étant l'intensité de court-circuit de l'alternateur. Sa disparition brutale ou son inexistence priverait l'exploitant d'une correction pouvant s'avérer essentielle.

Complément technique 4

Si le parc éolien devait exagérément se développer, ses carences de régulations (puissance et tension) pourraient s'avérer catastrophiques lors de situations incidentelles conduisant à la constitution fortuite de réseaux séparés ; des réseaux rendus totalement autonomes et séparés du reste du système par la manœuvre automatique d'appareils de coupures commandés par les protections électriques. De telles situations ne sont pas rares et peuvent annuellement représenter 10 à 12 % des incidents répertoriés.

Dans ces circonstances, la tenue de la fréquence et de la tension du réseau séparé est suspendue aux performances des régulations et des protections des seuls groupes de production alimentant ledit réseau. Notamment à leur aptitude à conserver une cohérence entre ces régulations et ces protections, tant côté machine que côté réseau.

Integrating wind power in the (French) power system

Friday 9 March 2007, by [André Pellen](#)

Why the fossil fueled reactor fleet in France will not be affected by an evolution of the wind power capacity. Why, in France's electric power *generation-demand* SYSTEM wind power cannot be a substitute for fossil fueled thermal units.

Summary

Electronics today – in particular power electronics – is such that high performance adjustment capabilities can be conferred to any technological object. The frequency-power and voltage tuning of modern wind turbines – the synchronous type – are no exception. However, such capabilities will not succeed in making wind turbines produce, without fail, steady electric power from an uncontrolled mechanical energy. This is the reason why these devices cannot be considered as independent generation units: the need to supplement them with traditional means is all the more compelling if they feed a so-called separate grid. The German and, more so, the Danish electric grids are more or less in that configuration and this explains their strong dependence on fossil energy. Such is not the case in France whose closed national grid presents a large degree of homogeneity.

This grid is centrally managed – even though it is regionally subdivided – as a single entity, connected to external systems with which energy is exchanged. With such a configuration, the reliable and low cost control of the national generation-demand system consists in always having at hand primary, secondary and tertiary reserves that are handled globally. These reserves must be such that they can be called upon – response times increasing from primary to tertiary – when needed and without fail.

Wind energy, which is essentially random, is unable to collect, on a daily basis, such reserves. That is why the transport network manager, RTE, and EDF have excluded wind turbines from the peak and semi-baseload generation units, the ones that provide the above mentioned reserves. The situation is similar for the voltage adjustment on the French grid. Like the frequency-power tuning, the voltage adjustment of the traditional production units (fossil fueled thermal, hydro, and nuclear) comprises the primary, secondary, and tertiary levels. The secondary and tertiary levels are remote controlled by a central control center. They modify the local voltage level setting of the primary loop in view of grid parameters that are sometimes far removed from the generation unit concerned.

This setting is also modified for the 3 other tuning loops – the electric power loop, the speed loop, and the mechanical power loop – whose purpose is to counter fast transients on the network. In the end, the final tuning operation demanded of a given unit can sometimes seem to contradict local generation parameters. The erratic features of wind power make it obviously incompatible with such elaborate voltage control on the national grid, with an

obligation for guaranteed results. At most is wind power granted a small participation to strict voltage planifications.

In short, RTE and EDF have no other technological option than to restrain the contribution of the French wind power fleet to baseload generation where it comes in direct competition with the nuclear power plants.

To drive the *generation-demand system* (in the following, we will call it the *system* for short) two physical quantities have to be permanently controlled as strictly as possible, viz. the frequency and the voltage of the electric current produced and distributed; this at all points of a *system* on the European scale.

Driving the System in Real-Time

Controlling the *frequency* on the electric grid implies, primarily, balancing energy generation and demand, an achievement in which automatic adjustments necessarily have precedence.

The primary frequency adjustment- the primary reserve

Ordinarily designated by the expression $\Delta p = -k \Delta f$, where **p** is the power delivered by the generator and **f** the frequency on the grid, the control considered ensures the system's security via a prompt response to any disturbance originating from the generation side or the demand side. All generation units, whether nuclear, fossil fueled or hydraulic, are equipped with such automatic response devices which place each unit's operating point on its own linear curve at all times. This is called the static curve: the set of (power/frequency) pairs (see [Technical addendum 1](#)). Each production unit thus provides a primary adjustment power reserve that is available for the security of the system. The European primary reserve totals at least 3 % of the accessible power.

Besides, the electromagnetic forces enforce a physical solidarity between the generators feeding the same grid. Thus, the contribution of each of them to the primary common frequency is expressed in MW/Hz. The primary participation of a 900 MW nuclear generator is 450 MW/Hz (see [Technical Addendum 2](#)). Although for the whole of Europe this contribution is potentially greater than 110 000 MW/Hz (due to the large production fleet), in fact only 30 000 to 35 000 MW/Hz are really operational, with more than a fourth of that provided by France. There are many reasons to this limitation. The most significant are the momentary *generation-demand* context, the unavailability of some generators and, more important, the power transport limitations due to some under-sized interconnection lines or to inadequate evacuation capabilities.

==> The very sophisticated power electronics that equip modern wind turbines will never provide means to compensate for the lack of control on the driving mechanical energy. EDF and RTE hold this opinion and, this is no surprise and it is probably a final decision, they have excluded wind turbines from the primary frequency adjustment system.

The secondary power-frequency adjustment – the secondary reserve

After a disturbance, the previously described adjustment – indeed essential – stabilizes the system in a more or less degraded state from two points of view: the interconnected power transfer (between France and the rest of Europe) is modified and, more importantly, the frequency on the grid has been stabilized at a value that differs significantly from the nominal 50 Hz. The *secondary frequency-power adjustment* is in charge of correcting the situation.

This adjustment consists in the (parallel to itself) translation of the (linear) *static curve* previously discussed, via a procedure that is centrally controlled by the manager of energy adjustments . Indeed, the latter can execute such a translation on all the generators of the system, between the two limits $N = -1$ and $N = +1$ about the level $N = 0$ that corresponds to the “50 Hz” power setting. The manager thus forces the generators into moving along their *secondary participation band* in the proportion required by the situation resulting from the *primary frequency adjustment*. The -1 and $+1$ levels represent the translation margins for the *statics line* within the *secondary participation band*.

The value of this band is not the same for different types of generation units, as measured as a percentage of the nominal power (P_n). For example, half of the adjustment band (-1 to 0 or 0 to +1), usually referred to by Pr is equal to 5 % of P_n for nuclear power, 10 % for fossil fueled thermal generators and can reach 25 % in hydro power. The total value of the Pr required, in France, depends on the global power demand at a given time. It can be as large as 2 to 2.2 GW at times of peak demand in the winter.

The selection of the generators whose contribution is solicited depends a great deal on their capability to dynamically modulate their generation – provide a sufficient power reserve to respond, with others, to the variable demand – and on their kWh production cost.

⇒ EDF and RTE exclude wind turbines from the *secondary frequency-power* adjustment system for the same reasons as those that prompted the decision to exclude them from the *primary frequency adjustment*

The ternary adjustment – the ternary power reserve, or rotating reserve

In certain borderline situations, the two adjustments described earlier may not succeed in fully compensating the international power transfer fluctuations and the frequency deviations. This situation occurs in general when the $N=+1$ limit is reached, i.e. when the *secondary reserve* is exhausted, while the *primary reserve* becomes dangerously insufficient: The generators tend to operate close to the lower limit on their static curve, at a frequency that is below 50 Hz with nothing to make it come back up. Unfortunately, this situation results more and more commonly from a progressive drift of the gap between the actual demand and the generation programs established the previous day that suffer from patent underestimation.

In order to restore reserves that are indispensable to the *system's* security, an additional power provision has then to be called upon, which has to be able to enter production within less than 20 minutes and, obviously, at minimal cost: this is the *ternary reserve*, also called the *rotating reserve*. The generators concerned are classical fossil fueled plants – notably coal and gas turbines, as well as hydro electric plants.

⇒ Evidently, wind turbines are not more apt at contributing to the *ternary adjustment* – which requires unflinching availability and reactivity – than they are at contributing to the *primary* and *secondary adjustments*.

The Generation Margin

The generation margin is equal to the sum of the *ternary reserve* and Pr (which is half of the *secondary adjustment band*).

Today, this generation margin can, on France's generation system, exceed **6 GW**.

Day-ahead Generation Programming

The program for the power to be produced by each of the generation units on the fleet is established each day for the next day. Besides taking into account the anticipated evolution of the national demand curve, this program now depends for a large part on the logics of the European energy market, as follows.

Energy Bidding

This market is intensely active prior to 4 p.m. on the day before (D-1)

The final determination of the program

At 4 p.m. of D-1, the program for day D is “settled” for the producers who “pass control on to” RTE's *Centre National d'Exploitation du Système (CNES)* (**National Control**)

Center). The generation units for the *baseload*, *semi-baseload* and *peak* production are preset for the next day.

The adjustment strategy

In spite of the good quality of RTE's prevision tools, the *generation-demand* balance is not ensured infallibly. Thus, EDF, like its competitors in theory, has to provide CNES with three types of reserves. In addition, they all provide a *supplementary commercial offer* intended for the *adjustments*.

The contractual reserves

The contractual reserves appear as follows: a 1500 MW reserve that can be made available within 15 to 30 minutes, a second reserve that includes all the additional generation capabilities of the fleet, and a third reserve – exceptional – that is called upon only in situations where the grid is significantly disturbed (e.g., 1999 storms). In the latter situation, not only are all the national generation units that are available asked to deliver on the grid but other means, more or less obsolete, can be called upon, whatever the reason for their operational unavailability or the time interval needed to get them going.

Secure management of the French generation-demand system, at minimal cost

Such management can rest on two principles:

- The selection of the generation units called upon to constitute the *primary and secondary reserves* takes into account their aptitude and their technical performance (the security aspect is dominant); meanwhile, the establishment of the *ternary reserves* rests totally on the (free) electricity market and on the expensive *adjustment market*, in particular (*generation-demand* balance is predominant).
- The MW requested for the reserves are billed to RTE in addition to the MW consumed. The annual cost of the *primary*, *secondary*, and *voltage* adjustments paid to EDF is greater than 250 million euros. Note that similar billing by other producers, as they are asked to provide for the same adjustments, should add on to these sums.

For this reason, RTE, on a day to day basis, does its best to call on the smallest possible portion of the potential reserves of the national generation fleet, on the basis of what is absolutely necessary as determined by its analysis of the evolution of the parameters of the *system*. This analysis rests, each day, on a thorough study of the provisional load curve, and on the foreseeable availability of generation potential. In real time, it rests also on the constant monitoring of the variation of these elements so as to be, at all times, capable of reaction and sometimes salutary anticipation.

When wind power forces itself on to baseload production, inexorably and unexpectedly, the uncertainty as to how lasting it will be introduces, just as inexorably, a degree of frailty on the system. As small as it may be, this frailty is unacceptable for the national controller who hastens to request from the market, sometimes at high cost, a supplement of *ternary reserves*.

⇒ Besides the fact that wind turbines are given preference on the grid to the detriment of lower cost generation units, the direct consequence of the rule is the automatic taxing of wind generated kW.hs with the *precariousness cost*. This amounts to 3 euros per wind MW.h.

⇒ The reader will now be convinced that RTE's CNES calls for two distinct services from the generation devices: that they produce the energy intended for consumption (baseload, semi-baseload, peak) and that they constitute security reserves for technical

provisions and/or to adapt to the demand, these services being provided, of course, at the lowest possible cost.

The above discussion shows without doubt that wind energy is incapable of ensuring the reserves; nobody asks it to. But its unpredictable production for consumption which, in addition, is not cost-effective, can appear only indirectly in the CNES programming charts, through its effect on the day-ahead provisional load curve or through its estimated effect on the *baseload* generation.

The place of wind energy in the French production fleet as it can be anticipated

Its “power” contribution in the current context where the evolution of constraints is clearly identified.

The current situation:

As of 31 December 2005, the installed wind power on the French territory was on the order of 0.5 GW only, with at least $\frac{3}{4}$ of that connected to the Medium Voltage (MV) grid, i.e. the distribution network. We will see later that this situation – that is due, to a large degree, to the former 12 MW purchase obligation limit (before law 2005-781 of July 13 2005) and is, admittedly, in the process of being reduced – is very important, since the MV wind turbine fleet is not within the domain of action of the *system* manager, the CNES of RTE (1).

As of 31 December 2005, the power reserves and the adjustment capabilities of the French production fleet feeding into the system are those that have just been described and evaluated.

As of 31 December 2005, the mean annual growth of national electric power consumption is on the order of 1.5 %.

As of 31 December 2005, a 1° C temperature decrease in winter on the national territory induces a 1500 to 1600 MW additional power demand, a 1° C temperature increase in summer a 600 MW additional power demand; this situation can only get worse.

Evolution of the generation and demand parameters; foreseeable service from wind power

Proponents and detractors of wind power agree today that the 10 GW installed wind power target by 2010 in France as set by the State is an ambitious goal that is not likely to be reached. Yet, 10 GW wind power in France will not generate more, on average over the year, than effective 2.5 GW; even if instantaneous peaks that are much higher – but statistically always less than 10 GW – may be observed.

Now, on the one hand, it so happens that the available margin on the current French production fleet, approximately 6 GW (see above) is already able to adapt without difficulty to the erratic behavior of these (effective) 2.5 to 10 GW, knowing that their sudden input translates automatically into a decreased “nuclear load” which is at all times prepared to rise again, or induces a change in the interconnection exchanges. Moreover, taking (1) above into account, these 2.5 GW will have trouble providing 2 GW on the *system* managed by RTE; This holds true even if the current connection pattern were to tend towards a better balanced HV/MV ratio a highly probable occurrence due to the removal of the 12 MW upper limit.

On the other hand, there is no doubt that, by 2010, the inescapable evolution of the French fossil fueled production fleet will conform quasi exclusively to the evolution of the parameters mentioned in the previous paragraph, with an expected growth rate that is not on

the same order of magnitude as the growth gradient of effective wind power expected in that time frame.

As a consequence, the evolution of the installed wind power in France does not have and will probably never have any true incidence on the size of the fossil fueled fleet. Around 2012, the connection of the EPR reactor to the grid, i.e. the equivalent of some 3000 wind generators, will further remove any doubt ...

Can wind power replace fossil fueled generators and take on their adjustment responsibilities?

Frequency-power adjustment responsibilities

Here, obviously, the generators concerned are the fossil fueled generators implied in the *primary*, *secondary* and *ternary* power adjustments as well as the fossil fueled generators called upon for *peak* and *semi-baseload* production connected exclusively to the high and very high voltage grids. By no means can wind generators connected to the medium voltage distribution grids hope to replace such fossil fueled generators.

Remember, once again, that the previous discussions show clearly that wind power is incapable of fully taking up these adjustments and of constituting the reserves they require. Moreover, if this wind power were to be fortuitously present in *peak* or *semi-baseload* periods, because of its instability, caution requires that it be dedicated to *baseload* production.

Now, are wind turbines able, at least, to satisfy the voltage adjustment requirements?

Voltage adjustment responsibilities

Maintaining the *stability* of the electric grid participates as much to the stability of the *system* as the power adjustments discussed above. This electric stability is the result of a sophisticated *voltage tuning* that is ensured by the nuclear, fossil fueled and hydro generating units. Briefly, it consists in supplying on or removing from the grid reactive power according to the situation so as to, respectively, raise its *power factor* (or, for purists, its cosine phi) – and, as a result, the *voltage* – or to lower it to obtain the reverse effect.

Just like the *frequency-power* adjustment, the *voltage* adjustment done by the traditional production units comprises *primary*, *secondary* and *ternary* levels. The *secondary* and *ternary* levels are remote controlled from a centralized control unit. They correct the local *voltage* level *setting* of the primary adjustment loop, according to network parameters that are sometimes far removed from the unit considered. In addition, as a support to this main tuning loop, all units are equipped with three other tuning loops – the *electric power loop*, the *speed loop* and the *mechanical power loop* – whose purpose is to counter fast transients on the network and thus protect equipment connected to the network. In the end, the final tuning operation imposed on a given unit may, sometimes, seem to contradict the local production parameters.

Additionally, for the sake of the global efficiency of such a set up, 3 criteria can lead to requiring that certain production units occupy precise positions in the structure of the national network: network overloads, voltage stability (ability to provide/absorb reactive energy), providing short circuit power (see Technical Addendum 3).

How can wind power contribute to such a demanding *system* in terms of voltage adjustment? We stress, again, that the question applies only to wind generators connected to the *system* (High Voltage or Very High Voltage).

⇒ Again, the answer to the question is given by EDF and RTE, probably lastingly: modern wind turbines, whether synchronous or (more rustic) asynchronous, contribute only to the *primary* (or *local*) voltage adjustment loop. Indeed, the three other adjustment loops do not exist on these machines.

As a result, the French wind power units do not contribute to the voltage tuning on the national grid (see Technical Addendum 4).

Wind power, then, can in no way be a partial or complete substitute for fossil fueled generators, as it is unable to take on its essential operational functions.

To hear the SER consider an “all wind power” French generation fleet and to see Hubert Reeves support such a belief is confounding. As acknowledged by a pro-wind power member of RTE, the experience of Crete shows that an electric power fleet with 30 % wind power is unstable to the point of being unmanageable. We can be sure that, in France, the electric power fleet would be unstable much before reaching 30 % wind power.

Conclusion(s)

In France, a country whose net electricity exports represent 15 % of the production (2), wind power will never be more than an instrument whose effect is, at best, to dampen the (positive) national demand uncertainty. This seems to be implicitly confirmed by the French Energy Department which assimilates the uncertainty associated to wind power to the uncertainty on the temperature, which, as we all know, has a decisive influence on the demand uncertainty.

As shown, the evolution of the fossil fueled fleet is not affected by that of the wind power fleet. In other words, the French must be convinced that wind power is a generation mode that contributes exclusively to the baseload production, competing directly only with nuclear power generation. In a recent issue of its publication, “Vivre EDF”, the historic French company proves it undeniably in a synoptic diagram illustrating the programming strategy that the RTE CNES implements.

If wind power is to have a position in the fully open French electricity market, it will be secured by EDF almost exclusively, at a loss, damping by an equivalent amount its nuclear generation (a goal more or less acknowledged by the supposedly ecologist proponents of wind power) or RTE by exporting the entire production which is, by essence, unexpected ... under the condition that the electric networks be very much reinforced so as to allow it.

Do we seriously believe that EDF relies on its wind power fleet to conquer 25 % of the European electrical power market (6 % of the gas market), an objective that the company hopes to reach in 2010? If this were to be the case, it would be much too busy correcting for the disturbances on the European system caused by the nonsensical generation fleets of Germany, Spain, Denmark!...

According to European directive 2001/77/CE of September 27, 2001, relating to the promotion of renewable energies, one can't do the impossible. Article 7 dealing with grid issues says: *As for the distribution of electricity produced by the generation units, the transport operators give priority access to installations using renewable energy sources insofar as permitted by the national electric grid.*

Furthermore, in article 4 that deals with support regimes, it refers to the requirement for free competition, a concept that is not much in favor among the proponents of wind energy: *[....]Any proposal should:*

- a) *contribute to reaching the national indicative targets;*

b) *ensure compatibility with the principles of the internal electricity market[...]*

(2) The inevitable momentary electricity imports by France – that occur essentially during some peak demand hours and in exceptional climate conditions – that are the historic basis for the existence of the interconnection lines, would occur whatever the structure of our generation fleet. If the wind power proponents were to make their case based on this fact, it would be specious and it would even enhance the costly and useless nature of any industrial scale wind power generation for France.

TECHNICAL ADDENDA

Technical Addendum 1

The definition $\Delta p = -k \Delta f$ of the static curve of a generation unit comes directly from the so called *rotating mass equation*, $C_m - C_r = J \cdot dN/dt$ in which C_m is the driving torque applied by the steam expansion to the turbine, C_r the counter torque transmitted by the alternator, J the inertial moment of the turbo-alternating group, N the rotation velocity.

The commonly used term “*statics of a turbo-alternating group*” designates the percentile variation of its speed, that corresponds to a power variation between the limiting operating points. For example the statics of a 900 MW nuclear power generator at 1500 rpm under nominal conditions is 4 %. When an excess load suddenly brings such a *turbo-alternating group* close to its power limit, its speed can temporarily decrease to 1470 rpm. Inversely, an unexpected sag in the load can bring it near its excess speed protection, reaching 1530 rpm for a variable amount of time.

Technical Addendum 2

Here is an example of how the contribution to the primary adjustment of a 900 MW nuclear power generator is computed after an incident.

Assume a 1300 MW nuclear power generator is suddenly removed from the European grid for technical reasons, the global adjustment power at that instant being 30 000 MW/Hz. The adjustment deficit is then 1 300/30 000 Hz, i.e. 44 mHz constraining each of the 900 MW generators (able to adjust at 450 MW/Hz) in operation to adjust for a

$$\Delta P = -K \Delta F \text{ of } -450 \times 0,044$$

that is 19.5 MW or 2.2 % of their nominal power.

Technical Addendum 3

At night, in low demand areas, the electric lines being very weakly loaded, produce a large amount of reactive power that the production units must absorb to bring the voltage level – considerably higher because of this reactive production – back to a reasonable value. In this case, the action of a production unit on the voltage is thought to be expressed by the following equation: $\Delta u = U \times \Delta Q/P_{cc}$ where U is the voltage on the grid and P_{cc} the unit's short-circuit power. For example, with a P_{cc} of $(3 \times 400 \text{ kV} \times 40 \text{ kA})$ W a 1300 MW unit absorbing 500 MVAR (Mega.Volts.Ampere.Reactive) or reactive power is able to locally lower the voltage by 7 KV; 40 KA being the alternator's short circuit intensity. If such a unit were to suddenly vanish, or be non-existent, its absence would deprive the network manager of a correction capability that could prove essential.

Technical Addendum 4

If the wind power fleet were to be excessively developed, these adjustment deficiencies could prove catastrophic in situations where an incident has occurred and could lead to the fortuitous constitution of separated networks; networks that become totally independent and isolated from the rest of the *system* through the automatic activation of shut-down devices controlled by electrical protection mechanisms. Such situations are not exceptional and can represent 10 to 12 % of registered annual incidents.

In such circumstances, the *frequency* and *voltage* stability on the separated network rests on the adjustment and protection capabilities of the production units feeding this network. In particular, their ability at sustaining coherence between these adjustments and these protections, both on the machine side and on the network side.