

Samedi 4 novembre 2006 : la faute à Eole ou/et E.ON ?
--

Résumé : du rapport provisoire de l'UCTE, il ressort que les éoliennes de toute l'Europe ont mal supporté les baisse ou hausse de fréquence consécutives à la dislocation du réseau de transport d'électricité européen : en marge des quelque 15 millions de clients privés de courant, plus de 10 000 MW, soit 60% des aérogénérateurs, se sont retrouvés hors service. Ceci a aggravé la sous-production en Europe occidentale, obligeant les gestionnaires de réseau à procéder à des délestages supplémentaires pour rétablir la situation.

De plus, les éoliennes de la zone orientale se reconnectèrent spontanément au fur et à mesure de la mise à l'arrêt d'unités classiques de production et de la résorption résultante de la sur-fréquence, compliquant la tâche des gestionnaires du réseau d'Europe centrale, au risque d'un effondrement total de celui-ci.

Au comportement anarchique des éoliennes s'ajoute la suspicion de leur participation au faisceau de circonstances (erreurs humaines et organisationnelles notamment) à l'origine du *black-out*. Cette hypothèse est fondée sur l'imprécision des prévisions d'une production éolienne aussi massive que celle du parc allemand (près de 20 000 MW installés).

Abstract : *According to the UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity) Interim Report, it appears that the wind generators all over Europe suffered from the over-frequencies or under-frequencies resulting from the splitting of the European electricity transmission grid : besides 15 million customers being cut off from the electric supply, more than 10,000 MW, i.e. 60 % of the wind generation became un-operational.*

This made the production deficiency in Western Europe even worse, constraining the grid controllers to proceed with further load shedding in order to recover the situation.

Moreover, as the classic production units were being stopped to reduce the excessive frequency, the wind generators in the Eastern zone began to reconnect automatically as the over-frequency was progressively being damped, complicating the task of the Central European dispatchers, at the risk of a complete collapse.

Adding to the anarchic behavior of the wind generators is the suspicion that they contributed to the set of circumstances (human and organizational errors in particular) from which the black-out originated. This hypothesis rests on the poor accuracy of the production projections of a wind energy fleet as large as that of Germany (a power capacity reaching almost 20,000 MW).

1. A DIRE VRAI, L'ESSENTIEL DES FAITS EST CONNU ...

... depuis des semaines. Ils se sont déroulés en Basse-Saxe, à l'extrémité nord-ouest de l'Allemagne :

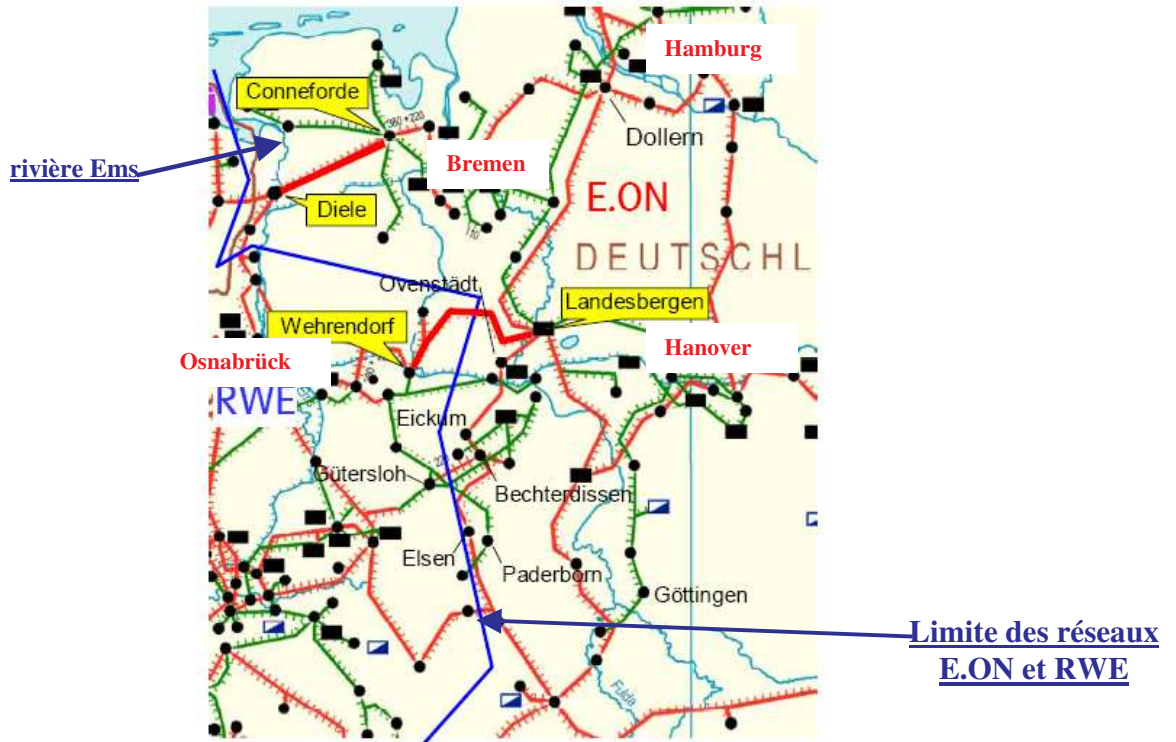


Schéma extrait du rapport E.ON, commenté par nos soins

- un bateau flambant neuf voulant quitter son chantier naval, situé au fond d'un estuaire, demande, assez normalement, que soit coupée la (double) ligne enjambant la rivière Ems ;
- une opération, pourtant non exceptionnelle ¹, qui tourne à la débâcle car le rééquilibrage des flux d'électricité ainsi interrompus sur la ligne gênante, Conneforde-Diele, provoque la surcharge d'une seconde ligne à haute tension (Landesbergen-Wehrendorf), un peu plus au sud, laquelle enclenche la plus importante chute de dominos qu'ait jamais connue l'UCTE (l'organisme de coordination des professionnels européens du transport d'électricité) ;
- il en est résulté l'éclatement dudit réseau d'interconnexion UCTE en trois réseaux séparés :
 - un réseau dit « *western area* » (zone 1), comprenant tous les pays à l'ouest d'une ligne oblique allant, grosso modo, de l'angle N-W de l'Allemagne jusqu'à la botte italienne, Slovaquie et Croatie comprises ² ;

¹ Il n'est pas interdit de s'interroger sur les raisons d'E.ON justifiant la répétitivité d'une manœuvre aussi peu bénigne (couper 2 lignes 400 kV). Voir en **annexe 12** la liste des différents acronymes utilisés (ici ou dans les annexes exploitées).

² A l'exception d'Albion, reliée à la France par une liaison en courant continu (2000 MW), de l'Irlande, de la Corse et de Chypre a fortiori. Mais la panne a affecté le Maroc, sa double liaison 400 kV avec l'Espagne ayant été coupée. La Sicile s'est elle aussi trouvée isolée.

- un réseau dit « *north-eastern area* » (zone 2) comprenant les restes des territoires allemand et autrichien, le Danemark (peu touché) ³, et les ex-pays de l'Est entrés (ou en voie d'y entrer) dans l'Europe des 25 : Pologne, République Tchèque, Slovaquie, Hongrie, plus une partie de l'Ukraine ;
- un réseau dit « *south-eastern* » (zone 3), à savoir les autres pays de l'ex-Yougoslavie, mais aussi Roumanie, Bulgarie, Macédoine, Albanie, Turquie occidentale et Grèce.

A noter que les zones 1 et 3, ayant un bilan net importateur avant l'incident, se sont retrouvées ensuite en sous-production, et donc en sous-fréquence (« *under frequency* »), seule la zone nord-est 2 souffrant d'un excès de production et donc en sur-fréquence (« *over frequency* »).

La « *system disturbance* » (« perturbation », pour ne pas dire le *black-out*), a été partielle dans tous les pays touchés et a duré, partout, moins d'une heure et demie. Il n'empêche, ça fait désordre et ...

2. ... ÇA MERITE EXPLICATION :

On sait qu'un incident grave est toujours la résultante de plusieurs facteurs ou circonstances. Ici, sans porter de jugement téméraire, on trouve, a minima :

- probablement un peu de sous-investissement, tant dans les moyens de production dans toute l'Europe (à preuve les nombreuses et récentes mises en garde, dont celle de Cap Gemini), que dans les réseaux (chez nous mêmes, les très contestées ligne HT franco-italienne et franco-espagnole n'ont pas dépassé le stade des épures) ;
- une impréparation, à tous les stades, qui fleure bon la surcharge de travail et donc la négligence, sous couvert d'une illusion de « routine » ;
- un morcellement du réseau allemand, incompréhensible pour un français d'après-guerre, en 4 sous-réseaux, ceux d'E.ON (qui fut coupé en deux dans l'affaire), de RWE, de Vattenfall et, marginalement, d'EnBW ;
- une très mauvaise coordination (conséquence du morcellement sus-dit ?).

Un point a été évoqué très tôt, dont se sont émus précipitamment plusieurs journaux, mais assez vite évacué [6] ⁴ : la structure du parc électrique allemand, que le gouvernement a choisi de conduire à une « sortie du nucléaire », fait la part belle aux énergies renouvelables et, tout particulièrement, à l'énergie éolienne massivement subventionnée par l'obligation d'achat ⁵. Cette structure n'est-elle pas à la base de l'« erreur de réglage dans l'ajustement de l'alimentation entre l'énergie éolienne et les autres sources d'énergie », hypothèse avancée par le ministère de l'économie en Rhénanie-du-Nord-Westphalie, comme le rapporte Cécile Calla pour « Le Monde » du 7 novembre 2006 qui explique que

³ Les autres pays scandinaves sont restés à l'abri des convertisseurs (AC/DC et DC/AC) qui dissocient la fréquence du NORDEL de celle de l'UCTE.

⁴ Les chiffres [entre crochets] renvoient à une liste limitée de 11 documents annexés, plus la liste des abréviations [12].

⁵ Les Allemands n'ont fait, en cela, que suivre les Danois qui ont cependant, depuis 2004, supprimé cette disposition (avec un résultat immédiat : seulement 7 MW installés en 2 ans, preuve de la non-compétitivité de cette filière, pourtant mature). Quant aux Suédois, cela fait 26 ans qu'ils ont voté ladite « sortie du nucléaire », prévue pour 2010. En tout et pour tout, ils n'ont, en 1999 et 2005, fermé que les deux tranches de Barsebäck, qui gênaient les gens de ... Copenhague. Et ils n'ont pas l'intention d'aller au-delà (même s'ils engagent la construction de parcs éoliens *offshore*), plus de 80% des sondés ne souhaitant pas se passer de cette forme d'énergie électrique.

« selon un porte-parole de ce ministère, la part de l'énergie en provenance des éoliennes a été augmentée samedi soir sans que celle des autres sources d'énergie soit suffisamment réduite »⁶.

Ce mémorandum porte donc exclusivement sur l'examen du comportement des éoliennes dans le déroulement d'une perturbation qui a largement dépassé les frontières de l'Allemagne, de l'Autriche au Portugal, pays le plus touché (des délestages à hauteur respectives de 29 et ... 44 %). Et ce sans prendre pour argent comptant :

- tant le déni précipité du SER [3-2], qui reproche pourtant au ministre rhénan de ne pas avoir attendu les résultats d'« une enquête préliminaire »⁷,
- que les insinuations d'E.ON, bouc émissaire désigné et soucieux de sortir de ce guêpier, quant à la « rapide et incontrôlée augmentation de puissance transitée sur les lignes incriminées » [4].

Il importe également de prendre nos distances vis-à-vis :

- tant du mutisme _ sur les causes de l'incident _ gêné du gestionnaire du réseau de transport (GRT) national, en l'occurrence la filiale RTE du groupe EDF, dont les explications en ligne (questions et réponses) ne se risquent pas au dehors de l'hexagone⁸
- que des éruptions de certains opposants à l'éolien industriel dont la prise de position (sur ladite déclaration rhénane) témoigne d'un irréalisme qu'on veut croire dû à un très fort réflexe NIMBY ne voyant guère plus loin que son Narbonnais⁹.

C'est pourquoi nous nous servons exclusivement de textes non contestables : communiqués [2]-[5], rapports interne [4] ou conclusions de commissions d'enquête parus [7], à défaut de ceux à venir [1]¹⁰.

Mais nous ne devons pas perdre pas de vue que l'« *Interim Report on the disturbances of 4 november* » de l'UCTE [7] sur lequel nous nous appuyons essentiellement (malgré des réflexions menées ici ou là non dénuées de fondement¹¹) est « seulement » provisoire, dans l'attente du « *Final Report* » sur cette affaire, annoncé pour janvier 2007 (celui des régulateurs étant attendu pour le mois suivant).

3. QUE DISENT DONC LES TEXTES ?

⁶ On notera que le communiqué du SER, en date du 8 novembre [3-2], reprend mot pour mot cette phrase. *Lobby agacé ?*

⁷ Est annexé également [3-1] le communiqué de « *Sortir du Nucléaire* » qui, après avoir évoqué « *l'augmentation continue de la consommation* », désigne immédiatement le coupable : les réseaux « *d'autant plus fragiles qu'ils sont extrêmement centralisés, en particulier à cause des centrales nucléaires* ». Au-delà des économies d'énergie, la solution crève les yeux : « *développer au maximum toutes les énergies renouvelables [dont l'] éolien [...] extrêmement décentralisées et donc beaucoup moins vulnérables face à des black-out accidentels* ». La meilleure décentralisation ne serait-elle pas la non-interconnexion ?! Pourquoi ne pas généraliser le concept, à commencer par la sécurité sociale, dé-mutualisée ???

⁸ Il est vrai que son directeur exerce les plus éminentes fonctions au sein de l'union des GRT européens, l'UCTE, ce qui peut l'astreindre à une certaine réserve (de même que la neutralité à laquelle il s'applique, vis-à-vis de tous les producteurs et opérateurs sur le sol français, pour ne pas déplaire tant à la CRE qu'à la Commission européenne, gendarmes national et communautaire d'un marché électrique appelé à jouir d'une concurrence libre et non faussée).

⁹ Exemple de réaction : « ... *Est donc arrivé ce qui devait arriver : à cause du froid la France avait besoin d'un maximum d'énergie [?] elle-même. Or les conditions anticycloniques persistantes font (par exemple en Narbonnais), qu'aucune éolienne ne tourne actuellement, elles ne sont d'aucun secours et parfaitement inutiles. La France a donc trinqué comme les Allemands* ». Comme si les quelque 150 MW du Languedoc-Roussillon, supposés à 100 %, eussent pu compenser les 5 000 MW et plus manquant sur le réseau français !

¹⁰ Achevée le 15 novembre, la présente étude ne pouvait prendre en compte l'« *ERGEG Interim Report on the lessons to be learned from the large disturbance in European power supply on 4 november 2006* » publié le 20/12/06 par le groupe des régulateurs européens dont la CRE avait appelé la réunion [1]. Ce document n'apporte aucune information nouvelle et s'intéresse prioritairement, si ce n'est exclusivement, aux conditions de fonctionnement du marché européen de l'énergie.

¹¹ Nous pensons particulièrement à l'étude, interne à I.E.D., menée par Alain Gouriou et Pierre-Yves Cuche qui pourront piocher dans l'**annexe 8** du présent papier pour étayer leurs réflexions quant à la prégnance des tâches liées au commerce (les *market related measures*) sur le marché spot qui surchargent, à l'évidence, les équipes responsables des prévisions (les fameux *exchange programs*) et des manœuvres qui en découlent.

Ayant constaté que « à ce moment là, les lignes à haute tension étaient très sollicitées par des mouvements d'énergie résultant d'opérations de 'trading' », certains ajoutent une « cerise sur le gâteau :] la déconnexion incontrôlable des éoliennes et le recouplage anarchique de celles-ci, ont contribué à l'entretien d'oscillations compliquant la tâche des dispatchers. ». Réquisitoire à soumettre à la question !

D'abord il y eut ce communiqué de *Red Electrica de Espana*, le GRT espagnol [2], actualisé le 6 novembre sur le site de REE. Il y est fait état de la perte de rien moins que 2 800 MW d'éoliennes. « *El diablo !* », se serait exclamé Don Quichotte ... Mais encore ? :

- Y a-t-il eu des déconnexions incontrôlées de *windmills* ?
- Qu'en est-il de ces recouplages anarchiques des mêmes machines ?
- Présentes à la fin de l'action, pendant l'action, les éoliennes auraient-elles pu être aussi à l'origine de la panne ?

3.1. Déconnexions incontrôlées

Non, il n'y eut pas déconnexion des éoliennes ! Mais d'une partie d'entre elles seulement, tant en zones ouest (en sous-production et sous-fréquence) que nord-est (en sur-production et sur-fréquence).

Rappelons qu'un réseau de distribution électrique est tenu de délivrer une énergie de qualité, caractérisée par des paramètres physiques (fréquence et tension, notamment) évoluant dans des plages de fonctionnement (autour de 50 Hertz, en Europe, et de 220 Volts-monophasé) telles que les récepteurs alimentés par ce réseau fonctionnent dans les conditions, dites nominales, qui ont présidé à leur conception. Tous les générateurs doivent donc s'adapter à cette contrainte collective, à commencer par les plus puissants d'entre eux (unités de production des centrales thermiques ou nucléaires, jusqu'à 1 450 MW en France), même si les architectures des réseaux dits de transport (63 000 Volts et plus) ou de distribution (en dessous de ces 63 kV) prévoient, à cette fin, des dispositifs de réglage spécifiques¹². Une génératrice peut donc être retirée d'un réseau, soit qu'elle « décroche » physiquement, soit que le jeu de ses propres protections la mette automatiquement hors service dès lors que la fréquence sort de la plage prédéfinie.

3.1.1. Déconnexions en zone ouest, par fréquence basse

On a vu que les Espagnols ont fait état de tels phénomènes, notant dès le lendemain [2] que « *la perturbation du réseau a provoqué le déclenchement de 2 800 MW d'énergie éolienne [...] ainsi que la rupture de l'interconnexion avec le Maroc* ». Ce constat ne fut pas isolé comme le relate le chapitre V du rapport UCTE, qui « *décrit les conséquences de la division du système [européen] en trois grands*

¹² Un rafraîchissement des idées sur ces questions, triviales mais assez complexes (champ tournant, vitesse de rotation, alternateurs synchrones, nombre de pôles, moteurs synchrones ou asynchrones, glissement etc.) dépasserait le cadre du présent papier et, surtout, nécessiterait un trop grand effort de mémoire de la part de son auteur ! Nous nous contenterons de rappeler que, dans un réseau, production et consommation doivent être sans cesse strictement équilibrées (P=C). Si une unité de production vient à défaillir, la consommation a tendance à freiner toutes les unités de production, abaissant la fréquence du réseau tout entier. Les machines synchrones du réseau peuvent alors subitement décrocher, sans trop de conséquence s'il s'agit d'une machine réceptrice (la consommation va diminuer, favorisant la restauration de l'équilibre P=C). S'il s'agit d'un générateur synchrone, son décrochement va aggraver la sous-production, accroître le déséquilibre du réseau (C-P), et lancer le processus de chute de dominos, annonciateur d'un possible « black-out ».

S'agissant d'alternateurs synchrones 50 Hz, on sait que leur vitesse ne dépasse pas 3000 tours/minute, soit 50 tours/sec (avec une seule paire de pôles), mais que le nombre de pôles permet d'abaisser cette vitesse lorsque la vitesse d'entraînement est plus basse (ex. des 1500 tours/minute équipant souvent les centrales EDF, ou/et des « Diesel lents » aux avantages évidents) ou de l'adapter aux nécessités de la conception (cas des chutes d'eau, de hauteurs variées, équipées de machines de 750, voire 375 à 150 tours/minute, voire moins pour les groupes-bulbes des basses chutes du Rhône et du Rhin). Et le captage de l'énergie mécanique du vent, de vitesse éminemment variable, nécessite une adaptation spécifique.

systèmes séparés », à commencer (§ 5.1.1.) par « la zone ouest [...] confrontée à un déséquilibre production-consommation significatif :

- Production totale de la zone ouest : 182 700 MW (valeurs arrondies à 100 MW près)
- Déséquilibre de puissance dû à la cessation d'importation depuis l'est : 8 940 MW.

Cet énorme déséquilibre provoqua une rapide (8 secondes) chute de fréquence aux alentours de 49 Hz, laquelle se traduit par une succession de phénomènes affectant les unités de production et l'activation automatique des plans de défense [préparés] ». Lesdits phénomènes englobent :

- d'une part (pages 24 et 25) les « *load shedding and pumps shedding* » consistant en des délestages ordonnés (cessation d'alimentation de consommateurs et interruption des pompes dans les STEP qui, à cette période de la semaine, voire de la journée, remontent l'eau vers les bassins supérieurs) : il s'agit là d'actions de défense, dont la programmation est anticipée au travers de plans d'urgence.

Rq : l'**annexe 9-1** montre que les pays contraints aux plus forts délestages de consommation (*load sheddings*) furent la France (6 460 MW), l'Italie (2 912 MW), l'Allemagne (2 558 MW), l'Espagne (2 107 MW) etc. Mais, relativement à la puissance antérieurement produite (*Total generation started* : cf. fig. 7), notion plus significative du risque encouru par un pays, ce furent le Portugal (19 %) et l'Autriche (18 %), loin devant l'Allemagne, la France et l'Espagne (~10 %).

- d'autre part (pages 25 et 26) le « *generation tripping* », c'est-à-dire la défaillance inopinée de moyens de production, objet d'un sous-chapitre (cf. items de notre **annexe 8**, repérés W9, W10, C2, C3, C3, W11, fig. 8 et W12¹³), que nous traduisons intégralement ci-après :

« La production contribue à la "réserve primaire" de maintien de la fréquence du réseau entre 47.5 et 51.5 Hz. Malheureusement immédiatement après la chute de la fréquence, plusieurs unités de production déclenchèrent, accroissant de ce fait le déséquilibre production-consommation de la zone. Les unités qui déclenchèrent sont généralement de petite taille mais elles sont nombreuses et non directement surveillées par les gestionnaires de réseau (GRT).

La production éolienne et la co-génération sont généralement raccordées au réseau de distribution, ce qui fait que leurs spécifications de fonctionnement en cas de chute de fréquence sont moins contraignantes. D'habitude, ces unités doivent s'accommoder de baisses de fréquence jusqu'à 49,5 Hz. Aussi, lors de la chute à 49 Hz du réseau de la zone ouest, un grand nombre d'unités s'effacèrent le 4 novembre .

Environ 40 % du total des unités qui se déconnectèrent durant l'incident furent des éoliennes. De plus, 60 % des fermes éoliennes qui étaient connectées au réseau à 22 h. 09 mn. [heure précise de l'incident survenu sur la ligne Wehrendorf-Landesbergen] se déconnectèrent juste après la chute de fréquence.

De façon similaire, 30 % de la puissance de co-génération produite avant l'incident s'effaça suite à l'effondrement de la fréquence.

De plus, à l'exception d'une centrale thermique de ~700 MW (Espagne), aucune centrale de grand puissance connectée au réseau ne déclencha. »

Plutôt que de joindre la figure 8 (Carte des unités rendues indisponibles (de tous types ; éoliennes)), nous en avons synthétisé les renseignements dans notre **annexe 9-1**, résumée ainsi :

¹³ Cette **annexe 8**, après en avoir donné le sommaire, regroupe l'ensemble des paragraphes de l'« *Interim Report* » significatifs, de notre point de vue, en ce qu'ils révèlent la conviction des enquêteurs de l'UCTE quant à la forte implication des moyens de production électrique décentralisés, qu'ils soient basés sur l'énergie mécanique du vent (avec un W comme *Wind* ou un M comme *windMill*, moulin à vent c'est-à-dire éolienne) ou la co-génération (avec un C comme *combined heat-and-power*). Ces modes de production, qualifiés de *small* (W9 et W13), sont « non directement contrôlés par les GRT ».

Pays de la zone ouest dotés d'une capacité éolienne	Capacité initiale en MW	Capacité éolienne sauvegardée	
		en MW	en %
Allemagne (partie ouest)	1 715	1 015	59,2
Autriche (partie ouest)	38	12	31,6
Espagne	3 938	1 138	28,9
France	188	75	39,9
Italie	58	58	100,0
Pays-Bas (N-L)	750	750	100,0
Portugal	532	59	11,1
Total de la zone ouest ¹⁴	7 219	3 107	43,0
Total hors NL et Belgique	6 469	2 357	36,4

Ainsi **plus de 4112 MW éoliens se sont retrouvés au tapis en moins d'une minute**. On constate aussi que les performances extrêmes sont le fait du plus proche et du plus éloigné des pays _ Italie, marginale, exclue _ de l'« épïcentre » du black-out : y a-t-il une raison à cela, autre que le hasard ? ¹⁵

3.1.2. Déconnexions en zone nord-est, par fréquence haute

La problématique de cette zone-ci s'est présentée différemment du cas précédent puisqu'elle s'est retrouvée confrontée à une surproduction (plus de 10 000 MW) transitant jusqu'alors d'est en ouest ¹⁶, tout à coup sans issue. « *Cet énorme déséquilibre de la zone Nord-Est causa une rapide montée de la fréquence jusqu'à quelque 51,4 Hz, réduite au niveau de 50,3 Hz par des actions automatiques délibérées [...] et des déclenchements automatiques d'unités de production sensibles aux hautes fréquences (principalement les éoliennes)* ». Le paragraphe W12 souligne l'effet positif des éoliennes puisque leur retrait massif « *joua un rôle essentiel dans la décroissance de la fréquence durant les premières secondes de la perturbation [même s'] il n'y eut aucune déconnexion d'aérogénérateurs dans le Jutland (partie ouest du Danemark ¹⁷)* ».

De fait, les éoliennes des parties orientales d'Allemagne et Autriche se replièrent de façon encore plus massive qu'à l'ouest et au sud, ce qu'illustrent les fig. 11 (avant la dissociation du réseau, à 22:09) et fig. 12 (après, soit à 22:12) du rapport UCTE, figures dont les renseignements qui nous intéressent sont rassemblés dans le tableau de l'**annexe 9-2** et résumés ci-après :

¹⁴ Nous en avons exclu la Belgique car ce pays ne peut avoir perdu 30 MW sur un total initial de 7 MW seulement ... Il y a manifestement une erreur, parmi d'autres parfaitement excusables compte tenu de l'étendue du travail d'investigation qu'eurent à mener les experts de l'UCTE et des GRT associés, en un aussi court laps de temps. Les autres erreurs sont soulignées en marge de notre **annexe 9-1**, là où elles sont flagrantes, et sont explicitées ci-après :

- Les *rates of load shedded* issus de la figure 7 ne "collent" pas avec les puissances fournies à 22:08 sur la figure 8.
- le total de la ligne des puissances fournies juste avant 22:09, 181 521 MW, diffère de celui (182 700 MW) indiqué sur le fig. 1, au § 3 (W4), au § 5.1.1. et de celui de la fig. 8 (182 686 MW sous la mention *Total generation started*) du rapport UCTE; la différence, ~1000 MW, ne peut résulter d'une somme d'arrondis à 100 MW près.
- le total de la ligne des puissances perdues juste après 22:09, 10 709 MW, diffère de celui indiqué à la fig. 8 du rapport UCTE (sous la mention *Total generation tripped*), 10 735 MW.
- le total de la ligne des puissances éoliennes perdues juste après 22:09, 4 142 MW, cohérent avec celui indiqué à la fig. 8 du rapport UCTE (sous la mention *Wind generation tripped*), ne l'est que si la Belgique a effectivement perdu 30 MW d'éolien (ce qui infirme les 7 MW de *Wind generation started* pour ce pays-ci).

¹⁵ Ne serait-ce que l'ampleur de la sous-fréquence : selon l'« Appendix 5 », la fréquence ayant baissé jusqu'à 47,9 Hz au Portugal (et à 47,5 Hz en France).

¹⁶ En W14, l'UCTE observe que ceci correspondait à « *un cas de flux d'énergie typique de cette région* » mais que « *ce jour-là, le volume d'échange était accru, par rapport à l'ordinaire, à cause des conditions de vent fort dans le Nord de l'Allemagne* ». Voir aussi le « *main point [...] underlined* » en W5, relatif au « *high flow from Germany to The Netherlands and Poland due to the high wind generation.* »

¹⁷ Le Jutland, extrémité septentrionale de la péninsule prenant naissance dans le Schleswig-Holstein, est géré par ELTRA. L'archipel danois, dans la Baltique, est géré par ELKRAFT, séparé d'ELTRA mais connecté au réseau scandinave NORDEL.

Pays de la zone N-E dotés d'une capacité éolienne	Capacité initiale en MW	Capacité éolienne sauvegardée	
		en MW	en %
Allemagne (partie est)	7 720	2 390	31,0
Autriche (partie est)	800	20	2,5
Danemark	1 510	1 510	100,0
Total de la zone	10 030	3 920	39,1
Total hors Danemark	8 520	2 410	28,3

6 110 MW éoliens se sont donc évanouis en quelques secondes. Même remarque qu'en 3.1.1., Danemark et Autriche étant diamétralement opposés par rapport au point de départ de la sur-production. Cependant, ne serait il pas intéressant de « piocher » le cas du Danemark _ champion du monde de l'éolien par habitant ¹⁸, pour vérifier l'hypothèse suivante : le taux de pénétration record de l'éolien dans son mix énergétique n'aurait il pas conduit les autorités de ce pays à imposer à ses producteurs de garantir le fonctionnement de leurs éoliennes dans une plage de fréquence plus large que dans le reste de l'Europe (Allemagne et Espagne comprises), de façon à tenir dans des situations plus tendues, et plus fréquentes, de dégradation du réseau électrique ? ¹⁹ Si oui, les autres pays européens, qui ont une grande marge de progrès, devraient pouvoir en tirer de la graine !

3.1.3. Au total ...

	Capacité initiale	Capacité conservée	Proportion en %	Cap. éolienne perdue (MW)
Zone ouest (hors Belgique)	7 219	3 107	43,0	4 112
Zone nord-est	10 030	3 920	39,1	6 110
Zone sud-est	0	0	sans objet	sans objet
Total des 3 zones	17 249	7 027	40,7	10 222
Total hors Be, N-L et Dk	14 989	4 767	31,8	10 222

Ainsi, immédiatement après le « *splitting* » du réseau, ce sont **6 éoliennes sur 10 qui se retrouvèrent hors service** et même, Danemark et Pays-Bas mis à part, presque 7 sur 10. Si ces déconnexions furent bénéfiques à la zone nord-est (dans un premier temps ...), elles ne le furent pas à l'ouest, notamment en Espagne car ce pays aurait probablement évité le délestage de 2107 MW (et la coupure de sa liaison avec le Maroc) s'il n'avait été confronté à la soudaine défaillance de 2800 MW éoliens [9-1].

On notera surtout, selon W11, que **ce comportement erratique fut spécifique des moyens de production décentralisés puisque seul ce mode de production en fut affecté, alors que, à une exception près (le cycle combiné espagnol d'Arcos de la Frontera, 480 MW [2] ²⁰) toutes les grosses centrales de production, notamment tous les réacteurs nucléaires, tinrent bon ! [9-2]**

Cependant (W1), « *la présence de réserves de production suffisantes et des délestages [appropriés], dans chacune des deux zones en sous-fréquence (ouest et sud-est), permirent de restaurer le niveau de fréquence normal en un temps relativement court* ».

¹⁸ Le Danemark est le pionnier de l'éolien et sa puissance installée a atteint 3130 MW fin 2003, ce qui en a longtemps fait le champion toutes catégories. Depuis (17/11/2006 selon « *Wind Service Holland* »), le poste de leader est occupé par l'Allemagne (19 540 MW), suivie par l'Espagne (11 340 MW), les Etats-Unis (10 487 MW), l'Inde (5 341 MW), le Danemark (3 137 MW), etc.

¹⁹ Autre piste : la très faible importation, au moment de l'incident, du Danemark (53 MW selon l'*Anlage 11a* du rapport E.ON du 14-11-06 [4]) en provenance du réseau E.ON, aurait-elle favorisé le statu quo danois ? Mais ne peut-on déplorer l'absence de tout représentant danois dans l'« *Investigation Committee* » de l'UCTE (selon « *Appendix 1* ») ?

²⁰ Discordance entre le communiqué REE [2] et le rapport de l'UCTE sur ce point (cf. W11), mineure.

3.2. Défaut de puissance garantie

La citation W1 met le doigt sur un sujet à débat ²¹ : celui de la constitution de réserves suffisantes de moyens de production prêts à démarrer (centrales hydrauliques avec capacités pleines, ou centrales thermiques fonctionnant au ralenti et conditionnées pour encaisser le choc thermique résultant d'un démarrage brutal) afin de faire face, de manière graduelle, à une perturbation de réseau.

Les « éolistes » prétendent, avec Jean-Yves Grandidier notamment, que l'éolien français bénéficie d'une « *capacité de crédit* » (sic ²²) substantielle des Allemands, en raison du foisonnement offert par les trois régimes de vent de l'hexagone non corrélés (Nord, Bretagne et Sud), bien supérieure à celle des Allemands. L'expression, très mal traduite de l'anglais « *capacity credit* » (littéralement « *crédit de capacité* » _ et non l'inverse ! _ , en bon français, garantie de puissance) prétend valider l'existence d'une puissance garantie quantifiée pour un parc éolien.

L'incident du 4 novembre apporte la preuve par l'expérience que cette assertion est une absolue contre-vérité, qui ne résisterait pas à la critique du premier statisticien venu : d'une courbe de Gauss représentative de la fréquence des vents en un point donné, on peut fonder l'espérance d'un vent (supérieur à un certain seuil) dans X % des cas avec un taux de confiance de Y %. La superposition de 2 ou 3 courbes de Gauss similaires ne permet pas pour autant de conclure, par foisonnement c'est-à-dire effet de mutualisation, à l'existence d'une puissance garantie vraiment ... garantie, dans 100 % des cas. L'expérience a montré qu'un parc éolien consistant peut, par exemple en situation anticyclonique comme l'Espagne en a connue une en février-mars 2005, ne garder à disposition que 7 ou 8% de sa capacité totale.

Encore cette situation anticyclonique est-elle assez parfaitement prévisible, en raison de la facile caractérisation d'une situation météorologique à une échelle aussi vaste. Il en fut de même pour les canicules d'août 2003 et de juillet 2006. On veut bien admettre qu'il soit possible à un gestionnaire de réseau d'intégrer une telle perspective pour accroître en conséquence ses réserves de puissance, par l'adjonction de capacités de production en dehors du parc éolien lui-même (puisque celui-ci, bénéficiant de l'obligation d'achat, fonctionne toujours au maximum des capacités aérauliques du moment).

Mais l'incident allemand met en lumière autre chose : à supposer que le dimensionnement de la « puissance garantie » ait été correctement effectué pour répondre à un aléa de transport ou/et de production, **il n'avait sûrement pas été prévu que ledit aléa (obstruction sur 8 940 MW en l'occurrence) entraîne la perte quasi-instantanée de plus de 10 200 MW éoliens** (sur-creusant le déficit de production de plus de 4 100 MW, à l'ouest). Est-il, dans ces conditions, sérieux de gloser sur une quelconque garantie de puissance, ou « *puissance substituée* » pour utiliser les termes de RTE ?

3.3. Recouplages anarchiques

Dès le résumé liminaire (*Executive summary*), le rapport pointe du doigt ce qui est apparu manifestement comme le comportement le plus perturbant pour le réseau (W1) : « *Dans la zone soumise à sur-*

²¹ On pourra se référer à plusieurs études sur ce sujet, notamment :

- celle d'André Pellen, pour « *Sauvons le Climat* », intitulée : « *Pourquoi en France, le dimensionnement du parc thermique à flamme (THF) demeurera-t-il indifférent à l'évolution du parc éolien ? Pourquoi, dans notre système « Production-Consommation » d'électricité, la production éolienne n'est-elle pas substituable à la production THF ?* » ;
- ou encore celle d'Alain Gouriou, « *Garantie de puissance de l'électricité d'origine éolienne entre 2005 et 2015* » dont un résumé est inclus dans notre propre étude sur les tarifs d'achat de l'énergie éolienne « *Face au vent : si nous faisons le bilan économique de l'éolien industriel ?* » . Il y est fait mention d'une étude de DENA, l'équivalent allemand de notre ADEME, dont les préoccupations trahissent l'inquiétude germanique sur ce point.

²² Cf. étude menée par J-Y. Grandidier, au nom de la FEE (« *France Energie Eolienne* », association qui a fusionné avec le SER, dont il constitue maintenant la branche éolienne [3-2]), sous le titre : « *Etude sur le foisonnement et la capacité de crédit de l'éolien en France* ».

fréquence (Nord-Est), le manque de contrôle²³ sur les unités de production (rapide baisse de leur contribution et re-connexion automatique de l'énergie éolienne) contribuèrent à la détérioration des conditions du système de cette zone (sur-fréquence de longue durée et grave surcharge des lignes de transport) [ce qui] compliqua le processus de restauration des conditions normales ».

Ce phénomène, dont l'ampleur n'avait manifestement pas été appréhendée à sa juste valeur, a affecté les deux zones les plus touchées, mais surtout la seconde.

3.3.1. Recouplages, positifs, en zone 1 (ouest)

Comme le signale le rapport provisoire (W13), « *les petites unités de production, telles que les installations de co-génération ou les éoliennes qui s'étaient déconnectées du fait de la chute de fréquence, se reconnectèrent automatiquement au réseau quand elles retrouvèrent des conditions de tension et de fréquence acceptables* », ce qui agit dans le bon sens si tant est que cette « bonne action » ne fut que le pendant d'un repli précipité et néfaste. « *Cependant, ceci s'effectua sans aucun contrôle, ni des GRT, ni des gestionnaires des réseaux de distribution* ».

3.3.2. Recouplages nuisibles en zone 2 (Nord-Est)

La figure 13 et son corollaire, la figure 14, du rapport UCTE sont joints en **annexe 9-3**. Elles illustrent le processus qui vient d'être décrit mais, dans ce cas, elles expliquent les difficultés auxquelles furent confrontés les gestionnaires, notamment polonais, d'une situation longtemps périlleuse (W16) : « *Par ailleurs, au même moment [durant lequel les dispatcheurs bataillaient pour identifier la situation et commutaient les « LFC » _ contrôleurs de fréquence et puissance _ du mode mixte au seul mode fréquence] (premières minutes après l'incident), les éoliennes qui s'étaient déconnectées à 22:10 réapparurent du fait de leur reconnexion spontanée aux réseaux de puissance (tant en Allemagne qu'en Autriche), suscitant une croissance graduelle de la production dans toute la zone 2. Comme la capacité de production reconnectée dépassait la capacité de production effacée (essentiellement thermique), la fréquence commença à croître, lentement mais continûment, à partir de 22:13. Voyant cela, les dispatcheurs des GRT concernés entreprirent des actions manuelles pour établir l'équilibre de toute la zone 2 et ramener la fréquence à son niveau normal. Ces actions inclurent des ordres aux compagnies productrices pour qu'ils réduisent la production de leurs unités, en arrêtant certaines d'entre elles et en démarrant des pompes de STEP [...]* ». Ce ne fut pas sans mal, certaines tranches thermiques étant déjà proches de leur minimum technique (en raison de ... vents forts) et donc bien en peine de contribuer à la baisse de fréquence (cf. W17).

Le comportement autonome des éoliennes, sans aucun moyen d'intervention des gestionnaires de réseaux, a montré là ses limites, et le réseau ne s'effondra pas grâce à l'action déterminée des Polonais (et des Tchèques) qui absorbèrent l'essentiel de la sur-production née de l'éclatement du réseau (W17), non sans de très fortes surcharges (W18) : voir **[9-2]**.

3.3.3. En dépit du déni du SER [3-2] ...

... les experts de l'UCTE concluent (W19) que « *dans la zone Nord-Est, en sur-fréquence, le manque de contrôle des moyens de production (retraits soudains et recouplages automatiques de production éolienne) contribua à la détérioration de la situation du réseau de cette zone, affectée d'une sur-fréquence de longue durée et de graves surcharges sur les lignes de transport* ».

Et « *de façon générale, l'insuffisance de contrôle de la production (éolien et co-génération, surtout pendant la panne compliqua le processus de retour aux conditions normales* » (W19 et W2).

3.4. Imprévisible éolien

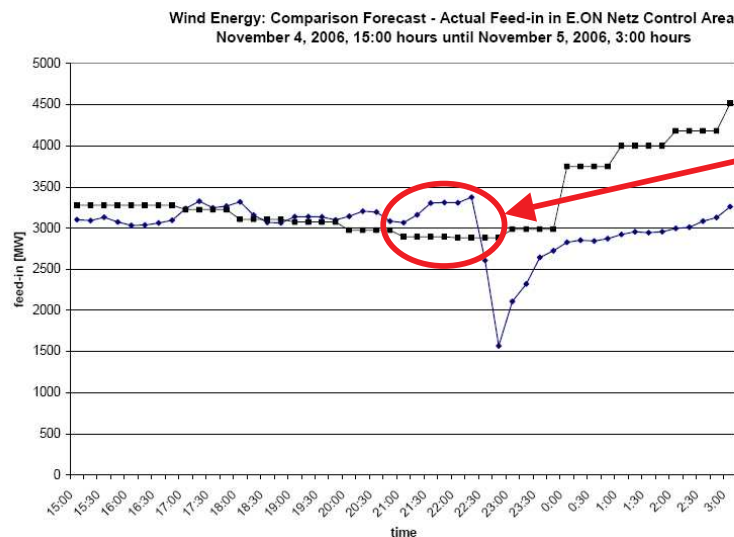
²³ *Control*, au sens anglais du terme, qui suppose « surveillance et, éventuellement, action corrective ».

A plusieurs reprises, le rapport UCTE fait état des difficultés de prévision de la production éolienne, à commencer par la programmation de la consignation de la ligne au-dessus de l'Ems, qui dut être anticipée de 3 heures par crainte d'une levée de vent annoncée aux premières heures du 5 novembre.

Plus précisément (W3), les experts soulignent que « *en l'espace de quelques heures, la production des fermes éoliennes peut changer, du minimum au maximum, et inversement* ».

Couplé aux caprices des flux commerciaux issus du marché spot (cf. C3 et C4), l'aléa de production constitutif de l'énergie éolienne est un élément de déstabilisation des réseaux électriques, moult fois dénoncé par les instances de l'UCTE, notamment par la nouvelle vice-présidente de l'UCTE, Mme Malgorzata Klawe, qui se plaignait des « *flux d'électricité aberrants* » issus des « *éoliennes de la discorde* » selon les mots d'Enerpresse (30 mai 2005).

Rq. : la courbe ci-après compare prévision et réalité de la production éolienne (~ 500 MW dès 22:30) mais ce n'est qu'un document E.ON (*Anlage 6* de son rapport d'enquête [4] du 14 novembre) ...



Pourquoi un tel écart ?

3.5. Mais encore ?

On vient de voir qu'Eole n'a pas facilité la tâche des gestionnaires de réseaux, d'un bout à l'autre de l'Europe. Sa responsabilité s'arrête-t-elle là ?

Dès mi-novembre, E.ON mentionnait la subsistance d'une zone d'ombre au terme de sa propre enquête [4], au demeurant accablante pour lui-même : quelle est « *la cause de cette rapide et inattendue surintensité enregistrée sur la ligne défaillante ?* », interrogation reprise par « Le Monde » [6]. Nous joignons en **annexe 9-4** la traduction du paragraphe et la courbe du rapport UCTE qui abordent le sujet.

Ne disposant d'aucune source d'information, nous ne pouvons que formuler des hypothèses : cette lente excursion de l'intensité de la ligne Landesbergen-Wehrendorf, sur 4 à 5 minutes, menaçant de constituer « la goutte de trop » ne peut pas provenir d'une opération ponctuelle, telle que ce fameux « coupling of busbars » (W8) dont les conséquences sont généralement instantanées (quelques

secondes). Elle ne peut pas, non plus, provenir d'une augmentation de production d'une centrale sous contrôle des dispatcheurs. Seule une installation qui échappe au contrôle du dispatching peut donc en être à l'origine. Il nous semble que, à hauteur de 100 MW, un soubresaut de co-génération ne pourrait résulter que d'un changement de programme industriel, lancé par une action ponctuelle et sanctionné par un échelon de puissance.

L'éolien alors ? Et pourquoi pas, des fois que le vent se serait levé, entre la consignation de ligne Diele-Conneforde (21:38) et la perte de ligne Landesbergen-Wehrendorf (22:09) ? L'**annexe 10** démontre, à partir de cartes météorologiques de l'OMM (Office Météorologique Mondial) « zoomées » sur la région allemande la plus fournie en éoliennes, le Schleswig-Holstein (à la frontière danoise), que le régime de vent y a été assez stable de 19:00 à 21:00, mais que **le vent a forcé** sur la péninsule (entre Mer du Nord et Baltique) entre 21:00 et 22:00, d'une empenne, soit **de quelque 2,5 m/sec**²⁴.

Cette hausse de la vitesse, à partir d'un régime de vent modéré, a très bien pu engendrer une hausse de puissance, conformément à la « *courbe en S* » $P = f(V)$ qui régit les performances d'une éolienne²⁵ : **ceci devrait pouvoir être assez facilement tiré au clair d'ici au rapport final promis par l'UCTE**. Ne serait-ce qu'en vérifiant la réalité de l'« *anlage 6* » montrée au paragraphe 3.4. ci-avant.

4. CONCLUSIONS :

Comme on l'a vu, le rapport UCTE cite nommément 64 fois l'éolien (et jamais le nucléaire ...). Ce seul nombre démontre l'époustouflant culot du SER (qui ne manque pas d'air ...). A l'acte de contrition d'E.ON, le MEDEF éolien oppose une impressionnante série de contre-vérités²⁶, passant sous silence l'attitude « perso » d'aérogénérateurs qui échappent à tout contrôle des dispatcheurs de tous pays²⁷ : voir nos notes de bas d'**annexe 3-2**.

²⁴ Il n'est pas indifférent de noter que la production éolienne danoise (cf. **annexe 9-2**) a présenté une très légère croissance dans les instants qui suivirent l'incident (de 22:09 à 22:50), pour décroître ensuite de 30 MW ... On aimerait connaître plutôt le scénario de l'heure qui précéda le black-out européen.

²⁵ L'étude « *Impact de l'éolien sur le réseau de transport et la qualité de l'énergie* », de Robyns Benoît, Davigny Arnaud, Saudemont Christophe, Ansel Aymeric, Courtecuisse Vincent, François Bruno, Plumel Sophie et Deuse Jacques (CNRT de Lille, Supélec 14-15 mars 2006, était prémonitoire, comme l'illustrent les extraits ci-après :

Début du résumé: "L'augmentation de la puissance éolienne installée en Europe a un impact croissant sur le réseau de transport du fait de la difficulté à prévoir la production, de la capacité d'accueil limitée du réseau, du risque de déconnexions intempestives des fermes d'éoliennes et d'une dégradation de la qualité de l'électricité ..."

Autres extraits du corps du texte, très technique :

"La grande sensibilité de l'éolien aux perturbations du réseau, tels que les creux de tension ou les variations de fréquence, entraîne souvent une déconnexion de la production lors d'incidents sur le réseau. Cette déconnexion peut aggraver un déséquilibre production-consommation et par effet de domino accélérer l'avènement d'un incident majeur dans le réseau."

"Les générateurs éoliens, tout comme la majorité des générateurs décentralisés, sont très sensibles aux perturbations du réseau et ont tendance à se déconnecter rapidement lors d'un creux de tension (dès que la valeur de la tension est inférieure à 80% de la tension nominale) ou lors d'une variation de la fréquence. Lors du black-out italien du 28 septembre 2003, 3400 MW de productions décentralisées se sont déconnectés lorsque la fréquence du réseau a atteint 49 Hz. L'opérateur E.ON Netz prévoit que le risque de déconnexion de 3000 MW d'éolien suite à un défaut important sur le réseau 380 kV au nord de l'Allemagne est bien réel, pouvant ainsi induire un déséquilibre production-consommation aggravant les conséquences d'un défaut qui aurait pu être éliminé normalement."

En fait, ce ne sont pas 3000 mais plus de 10 000 MW éoliens qu'on a vu fondre d'un coup d'un seul, le 4 novembre 2006 (dont 6 030 MW pour la seule Allemagne, et 5 030 pour les zones administrées par E.ON et Vattenfall).

²⁶ Que ne ferait pas le lobby sous couvert de phobie du nucléaire entretenue (« *Eole ou Pluton ?* », comme disait Greenpeace ; autre exemple, le spectre d'un nouveau Tchernobyl, en Suède cette fois, brandi par le P-DG de Théolia le 17/11/06 sur Radio BFM), pour protéger son affairisme autour des énergies renouvelables ?!

²⁷ Dans une équipe, les membres qui la jouent trop « perso » ne sont-ils pas rapidement rappelés sur le banc de touche par le « coach » ? Mais la notion de « coach » a-t-elle seulement un sens dans un marché dérégulé ?

Nul doute (cf. W23) que, dans ses recommandations finales (promises pour janvier 2007), l'UCTE traitera avec une sévérité renouvelée²⁸ et accrue, la question des moyens requis pour canaliser le comportement d'unités décentralisées dont la prolifération est susceptible de mettre en danger tout l'écheveau du réseau continental²⁹.

Par ailleurs, cet incident à l'échelle européenne aura eu le bon goût de mettre nos décideurs (politiciens mais aussi « techniciens », comme l'ADEME, RTE ... en France, mais aussi leurs homologues allemands DENA et Bundes Netz etc.) au fait des risques encourus, déjà énoncés mais si difficiles à faire appréhender (au double sens du terme), comme l'exemple allemand le prouve (cf. § 5. ci-après).

Une considérable marge de progrès s'est révélée, à un moment où la nécessité, enfin, de faire émerger une vraie politique européenne de l'énergie. Il est vrai que beaucoup dépendra de la présidence allemande (premier semestre 2007) et du courage politique de Mme Angela Merkel³⁰. Dans l'attente, notre ministre de l'énergie aura tout intérêt à relever le « *seuil de défaillance* » (actuellement « *une durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité* » est retenue) dont la fixation lui incombe (décret n°2006-1170 du 20-09-06) !

5. RETOUR SUR UN RECENT RAPPORT D'E.ON NETZ :

L'argumentation développée ayant pris appui sur des éléments d'information non partisane, nous n'avons pas retenu les arguments d'E.ON Netz postérieurs au 4 novembre. Cette rigueur d'analyse, indispensable, n'interdit pas de se pencher maintenant sur ce qu'écrivait cet opérateur ayant à se coltiner « *la plus grande proportion de la capacité, 7 050 MW, [d'un pays qui], en 2004, fut de nouveau le leader mondial de la production d'énergie éolienne* ».

Nous n'avons joint, en **annexe 11**, que le résumé du rapport annuel publié par E.ON, pour la seconde fois, sur son expérience de gestionnaire de l'énergie produite par plusieurs milliers d'éoliennes, « *Wind report 2005* ». Force est de constater que les réserves d'E.ON, bien antérieures à ses déboires de début novembre, confortent nos propos sur l'« *impuissance garantie* » (§ 3.2.) et l'imprévisibilité (§ 3.4.) de l'énergie éolienne. En effet, pour E.ON, le recours intensif à l'énergie du vent soulève trois gageures :

²⁸ L'UCTE a déjà promulgué (« *Seven actions for a successful integration of wind power into European electricity system* », 17 mai 2005, www.ucte.org) ce qu'Enerpresse du 27 mai 2005 avait appelé « *les 7 commandements renouvelables de l'UCTE* », suite aux « *flux aberrants* » dénoncés par Mme Klawe.

²⁹ Espérons que ce rapport donnera aussi des précisions sur les raisons des défaillances des éoliennes : d'une part, comme le souligne d'ailleurs l'« *ERGEG Interim Report* » (cf. note n°10), il ne leur a sans doute pas été assez demandé en termes de participation à la sécurité globale des réseaux (d'où des bandes passantes trop étroites autour de 50 Hz), ce qui est peut-être amendable. D'autre part, certaines éoliennes ont pu être handicapées par leur « *faible inertie de l'hélice, limitant la participation au maintien de la stabilité de fréquence* », pointée par Gilbert Ruelle dans sa « *communication à l'Académie des technologies 2003-2004 : Prospective sur l'énergie au XXIème siècle* ». On peut penser _ et souhaiter _ que le CNRT (cf. note n°25) s'attelle à l'analyse de cette expérience grandeur nature ...

³⁰ Voir le compte-rendu rédigé pour la Commission « *Energie et changement climatique* » de l'Académie des technologies par son président, G. Ruelle, participant au colloque franco-allemand (au niveau ministériel) tenu les 26-27/10/2006 sur le thème : « *Energie-électricité et avenir de l'Europe, quelles solutions ?* », dont les trois extraits suivants :

- « *Le point de loin le plus marquant de ce colloque a été l'amorce d'un changement de cap de la politique énergétique allemande, avec un plafonnement de l'usage du gaz russe, un retour au nucléaire, un maintien du lignite et un ralentissement probable de l'éolien en mer.* »
- « *Joachim Wuermelling, Secrétaire d'Etat, pour la science et la technologie, a indiqué qu'Angela Merkel vient de créer un groupe de réflexion chargé de définir pour mi-2007 un nouveau concept global de la politique énergétique allemande tenant compte des modifications des "conditions-cadres" qui avaient conduit la coalition politique actuelle à maintenir la décision de sortie du nucléaire et la forte volonté de développement de l'éolien* ». Première fois, selon A. Birkhofer, qu'« *un représentant du gouvernement allemand parle du nucléaire depuis l'an 2000* ».
- Selon Gerd Jäger, du Directoire de RWE, « *L'orientation encore officielle pose deux grands défis : un défi énorme pour les EnR devant passer de 10 à 26% d'ici 2030, le plus grand projet étant un parc éolien de 15 GW en mer. [...]* » Il met ses espoirs dans le nouveau concept énergétique promis pour mi-2007.

- « *l'énergie éolienne ne peut remplacer celle de centrales classiques que de façon limitée* ». Le rapport précise même (p. 9) que le parc éolien allemand actuel ne peut se substituer qu'à sa « *capacity credit* » égale à 8% de sa capacité nominale en service (soit, au mieux, 1 600 MW seulement pour E.ON). Autrement dit, le vent n'offre pas de solution alternative, tout au plus un supplément.
- « *La prévision de la production éolienne n'est pas sans faille et le gestionnaire du réseau de transport doit compenser les écarts entre prévision et réalité en jouant sur la réserve primaire* ». De fait, comme le souligne le Président d'E.ON Netz, le vent souffle quand il veut, comme il veut et où il veut. Malgré les investissements réalisés pour améliorer la prédictibilité du vent (et donc de son énergie), notamment en recourant à des logiciels à base de réseaux neuronaux, E.ON déplore d'importants écarts entre les productions prévues et réelles, pouvant atteindre, au cours de l'année 2004, un défaut de 2 532 MW ou, au contraire, un excès de 3 999 MW ...³¹. Et de conclure (p. 11) qu'« *il y a clairement des limites à la qualité de prévision de l'énergie éolienne* ».
- « *L'énergie éolienne requiert une infrastructure. Le littoral venté est précisément l'endroit où les réseaux ont maintenant atteint leurs limites au regard de la capacité éolienne. [...] En conséquence, E.ON Netz planifie actuellement un peu moins de 300 km de nouvelles lignes aériennes HT et THT en Schleswig-Holstein et Basse-Saxe* », comme par hasard ... « *E.ON Netz fait tout ce qu'il peut pour concrétiser ces projets d'extension aussi vite que possible. Afin d'éviter d'avoir à interdire l'accès de nouvelles fermes éoliennes en dépit de la congestion du réseau, E.ON Netz a mis en œuvre une gestion de la production, comme solution transitoire* ». Manifestement, ce « *generation management* » a été pris en défaut le 4 novembre au soir.

Tous constats que notre RTE national, non contraint par les calculs politiques qui inhibent les états-majors de presque tous les partis, ferait bien d'admettre publiquement plutôt que d'observer une diplomatique réserve quant aux perspectives enchanteresses du potentiel éolien français³², le second d'Europe, disent le SER et l'ADEME.

En tous cas, s'il est une chose qui n'a pas dû surprendre les experts, qu'ils soient de Lille (ceux du CNRT) ou de Bayreuth (siège d'E.ON), c'est bien le comportement erratique de la production électrique décentralisée, notamment éolienne, incompatible avec la rigueur requise pour l'équilibre de tels réseaux³³, souvent précaire.

³¹ Le graphique 6, intitulé « *short term drop* », montre comment la puissance produite sur le réseau E.ON est passée de 6 000 MW le 24/12/04 à 40 MW le dimanche 26/12/04. Pire, cette puissance avait, dans cette nuit de Noël 2004, perdu 4 000 MW en 10 heures.

Le CNRT-Lille écrivait d'ailleurs, dans son introduction (op. cité), que « *l'expérience allemande montre que des prévisions à 72 h sont impossibles, et que l'erreur sur des prévisions à 24 h est en moyenne de 10% de la capacité installée et peut atteindre parfois 50%* ».

³² Le dossier mis en ligne sur www.rte-france.com le 10 novembre 2006, « *La panne électrique du 4 novembre 2006 – Questions Réponses de RTE* », factuel et strictement hexagonal, ne répond pas aux questions/objections de la présente étude.

³³ Signalons que l'UCTE mène des travaux en vue d'une interconnexion avec IPS/UPS, qui dessert les anciens pays communistes, des pays baltes aux Républiques musulmanes de l'ex-URSS.

Annexes ³⁴

1. Communiqué de la **Commission de Régulation de l’Energie** du **5 novembre 2006** : « *Panne d’électricité du samedi 4 novembre 2006 : la CRE lance une enquête pour assurer une information complète due aux consommateurs* » (voir dans le corps de notre texte, la note de bas de page n° 10).

2. Communiqué de **Red Electrica de Espana** sur son site http://www.ree.es/index_not.html à jour du **5 novembre 2006** : « *Un fallo en la red de alta tension de Alemania provoca cortes de suministro en varios paises* »

3-1. Communiqué de « **Sortir du Nucléaire** », du **5 novembre 2006** : « *Black-out électrique en Europe : c'est la conséquence de l'augmentation continue de la consommation* ».

3-2. Communiqué du **Syndicat des Energies Renouvelables (SER)** du **8 novembre 2006** : « *Les éoliennes n'ont aucune responsabilité dans la panne d'électricité qu'a connue l'Europe de l'ouest samedi 4 novembre* »

4. Communiqué de **E.ON Netz** du **15 novembre 2006**, sur la base de son rapport d’enquête du 14 novembre à 10 heures (« *Bericht über den Stand der Untersuchungen zu Hergang und Ursachen der Störung des kontinentaleuropäischen Stromnetzes am Samstag, 4. November 2006 nach 22:10 Uhr* »)

5. Communiqué de l’**UCTE** du **16 novembre 2006** : « *On-going UCTE investigations on the 4/11 disturbance to complete E.ON Netz findings so far* »

6. Article de son correspondant à Berlin dans « **Le Monde** » du **17 novembre 2006** : « *Une erreur humaine serait à l'origine de la panne d'électricité du 4 novembre* »

7. UCTE News : communiqué du 30 novembre 2006 par lequel l’« *UCTE releases detailed ‘ **Interim Report on the disturbances of 4 November -sequence of events** ’, root causes and critical factors identified* » ³⁵

8-1 à 8-5. Extraits du document « *Interim Report – Systeme Disturbance on 4 november 2006* » de l’**UCTE**, le **30 novembre 2006**, centrés sur l’implication de l’éolien (et de la co-génération) dans la suite d’incidents du 4 novembre.

9-1 à 9-4. Synthèse des résultats (délestages, déclenchements, mises en service, flux de puissance) de l’« *Interim Report* », présentés en tableaux relatifs aux zones W et N-E.

10-1 à 10-3. Cartes météo du 4 novembre 2006 au soir, en Schleswig-Holstein

11. Résumé de l’ « *E.ON Netz Wind Report 2005* » sur son expérience éolienne pour l’année 2004.

12. Dictionnaire des acronymes.

³⁴ Les documents 1 à 7 sont des copies, sous Word (sans logos, donc) de document extérieurs. Les autres relèvent de l’auteur.

³⁵ Le rapport intégral est disponible sur <http://www.ucte.org/pdf/News/IC-Interim-Report-20061130.pdf>

Dimanche 5 novembre 2006

COMMUNIQUE DE PRESSE

Panne d'électricité du samedi 4 novembre 2006 :

**La CRE lance une enquête pour assurer une information
complète due aux consommateurs**

La panne d'électricité qui a frappé une partie de l'Europe samedi soir et qui est consécutive à une défaillance du réseau allemand, serait due, selon le gestionnaire du réseau de transport électrique EON-Netz, à l'arrêt d'une ligne à très haute tension. Au-delà de ces premiers éléments d'information, **la Commission de régulation de l'énergie (CRE) demande que la plus grande transparence soit faite pour l'information due aux consommateurs.**

Dans cette perspective, la CRE a décidé de lancer, dans les plus brefs délais, sa propre enquête pour établir la chronologie des faits et les causes précises de cette panne. A cet effet, elle entendra prochainement les différents opérateurs concernés.

Compte tenu de la dimension européenne de la panne et de son origine, la CRE, lors de la prochaine réunion du Conseil européen des régulateurs de l'énergie (CEER)* qui se tiendra à Bruxelles le 7 novembre 2006, proposera à ses homologues européens de constituer une commission d'enquête européenne afin de déterminer la chaîne des responsabilités.

Ayant dans leurs compétences prioritaires le contrôle du fonctionnement des réseaux de transport d'électricité, les autorités de régulation des différents Etats membres devront s'attacher à tirer les leçons de cette panne pour améliorer la gestion européenne des réseaux.

* CEER : Council of European Energy Regulators

Installée le 24 mars 2000, la CRE a pour mission de veiller au fonctionnement régulier des marchés du gaz et de l'électricité et à l'absence de toute discrimination, subvention croisée ou entrave à la concurrence.

**Contact presse : Christophe FEUILLET – Tél. 01.44.50.41.77 - 06.22.26.43.10 –
Fax. 01.44.50.42.75 – christophe.feuillet@cre.fr**

Communiqué de Red Electrica de Espana en date du ...
--

5 novembre 2006

Un fallo en la red de alta tensión de Alemania provoca cortes de suministro en varios países

Grave incidente eléctrico en Europa

A las 22.10 horas de ayer, sábado, se produjo una caída en la frecuencia de la red de transporte de varios países europeos provocada por un incidente, aún sin determinar, en Alemania. El problema afectó a consumidores de Alemania, Francia, Italia, Portugal y España.

En el caso de España la perturbación en la red provocó la desconexión de 2.800 MW de energía eólica, una central de ciclo combinado (480 MW) en Arcos de la Frontera, además de la interrupción de la interconexión con Marruecos.

Esta falta de energía, unida a la inestabilidad de la red, provocada por la brusca caída de la frecuencia, hizo que los sistemas de protección saltaran originando cortes de suministro en varias zonas de la península. Estos cortes de luz estaban totalmente repuestos a las 22.30 horas.

La pérdida de energía que afectó a los consumidores españoles fue de 1.500 MW, en Francia de 5.200 MW, y de 500 en Portugal.

© RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA - w w w . r e e . e s - Todos los derechos reservados

Última actualización: 6/11/2006

Traduction (par l'auteur)

Grave incident électrique en Europe

A 22 h 10 hier samedi, il s'est produit une chute de la fréquence sur le réseau de transport de divers pays européens, provoquée par un incident, d'origine indéterminée, en Allemagne. Le problème a affecté des consommateurs allemands, français, italiens, portugais et espagnols.

Dans le cas de l'Espagne, la perturbation sur le réseau a provoqué le déclenchement de 2 800 MW d'énergie éolienne, d'un CCG (480 MW) à Arcos de la Frontera, ainsi que la rupture de l'interconnexion avec le Maroc

Ce déficit d'énergie, associé à l'instabilité du réseau, provoqué par la brusque chute de fréquence, a sollicité les systèmes de protection, induisant une série d'incidents en diverses régions de la péninsule. Ces défaillances ont été totalement résorbées à 22 h 30.

La perte d'énergie qui a touché les consommateurs espagnols fut de 1 500 MW, pour 5 200 MW en France et 500 MW au Portugal. »

Communiqué de presse de « Sortir du Nucléaire »

05/11/2006

Black-out électrique en Europe : c'est la conséquence de l'augmentation continue de la consommation

Il faut un "plan Marshall" pour les économies d'énergie et les énergies renouvelables

La grande coupure d'électricité qui a frappé une partie de l'Europe cette nuit est la démonstration de la faillite des systèmes centralisés et surtout de l'augmentation continue de la consommation d'énergie.

Alors que les responsables politiques et les dirigeants des multinationales de l'énergie se contentent de belles déclarations sur de supposées "économies d'énergie" et sur le "développement durable", la consommation d'énergie ne cesse de croître, mettant en difficulté les réseaux de distribution.

Ces réseaux sont d'ailleurs d'autant plus fragiles qu'ils sont extrêmement centralisés, en particulier à cause des centrales nucléaires que l'on trouve en particulier en France et en Allemagne (pays qui, pour le moment, reste encore très dépendant de son industrie nucléaire).

Face à ces perspectives, la première chose à faire est d'annuler les investissements massifs prévus dans le nucléaire (réacteurs EPR, ITER, et "génération4" ; usine Georges-Besse2 ; etc.), et d'investir immédiatement dans un "plan marshal" pour les économies d'énergie et les énergies renouvelables.

Il faut dégager des puissants moyens financiers pour rénover l'ensemble du parc de bâtiments et habitations, de façon à faire diminuer d'au moins 50% la consommation d'énergie. Les matériaux extrêmement isolants existent depuis des années, mais ils n'ont hélas pas été massivement utilisés.

Par ailleurs, il faut développer au maximum toutes les énergies renouvelables (géothermie, filière bois, éolien, solaire, etc.) qui sont extrêmement décentralisées et donc beaucoup moins vulnérables face à des black-out accidentels ou causés par des malveillances (actes terroristes), et des événements climatiques comme les tempêtes et les canicules : la tempête 1999 et les canicules 2003 et 2006 ont montré la fragilité du système nucléaire français. Il est temps d'agir

Communiqué du Syndicat des Energies Renouvelables (SER)
--

Syndicat des énergies renouvelables – France Energie Eolienne
37, rue La Fayette
75009 Paris

Paris, le 8 novembre 2006

COMMUNIQUE

LES EOLIENNES N'ONT AUCUNE RESPONSABILITE DANS LA PANNE D'ELECTRICITE QU'A CONNUE L'EUROPE DE L'OUEST SAMEDI 4 NOVEMBRE

Le rôle des éoliennes allemandes ³⁶ a été évoqué dans la panne d'électricité qui a touché l'Europe de l'ouest samedi soir dernier. La production éolienne aurait congestionné le réseau allemand, faute d'être capable de se moduler en fonction de la demande. Les professionnels de la filière française tiennent à expliquer en quoi les éoliennes ne sont en rien responsables de cette panne.

Le ministère de l'économie de Rhénanie du Nord-Westphalie a expliqué, dès dimanche, avant même une enquête préliminaire, que la part de l'énergie en provenance des éoliennes avait été augmentée samedi soir sans que celle des autres sources d'énergie ne soit suffisamment réduite ³⁷. Or, le parc éolien allemand, dont la puissance atteint, fin 2006 ³⁸, plus de 18 000 MW ³⁹ fonctionnait, samedi soir, à 30% de sa puissance maximale⁴⁰, compte tenu des conditions météorologiques, et ne pouvait, en aucun cas, congestionner le réseau.

Les éoliennes ont été également accusées d'être à l'origine d'une erreur dans l'ajustement de l'alimentation en électricité entre l'énergie éolienne et les autres sources de production en Allemagne. Après une première enquête, les autorités allemandes constatent que la production du parc éolien allemand était, à ce moment-là, conforme aux prévisions ⁴¹. En effet, la production éolienne est parfaitement prévisible à 24 heures ⁴² et laisse aux gestionnaires de réseau les capacités de gérer au mieux leur courbe de charge.

En outre, l'électricité de source éolienne se gère de manière très souple, au même titre qu'une centrale thermique ⁴³. Une panne plus importante aurait pu se produire si la production électrique de l'Allemagne n'avait été réduite rapidement, grâce notamment au découplage d'une partie de la production éolienne : un parc éolien peut, en effet, être découplé instantanément du réseau ⁴⁴.

Loin d'avoir concouru à la panne, la production éolienne a contribué au rétablissement d'une situation normale de production d'électricité ⁴⁵.

Le Syndicat des Energies Renouvelables est une organisation professionnelle qui regroupe les industriels de l'ensemble des filières énergies renouvelables : biomasse, bois, biocarburants, éolien (France Energie Eolienne), géothermie, hydraulique, solaire thermique et photovoltaïque.

Contact presse : Françoise JOUET, 01 48 78 05 60 ou 06 07 38 52 79

³⁶ Et les aérogénérateurs autrichiens, espagnols, etc. ?

³⁷ Exact : cf. notre § 3.5.

³⁸ Le 4 novembre 2006, ce n'est pas exactement "fin 2006".

³⁹ Faux : 19 300 MW le 30 juin 2006 selon C. Ender (« DEWI Magazin Nr 29 », le « SER » allemand)

⁴⁰ Faux : 30% de 18 000 MW = 5 400 MW. Pour l'UCTE, il y avait, à 22:08 : 1 660 + 55 + 7 720 = 9 435 MW éoliens allemands.

⁴¹ Faux : cf. notre paragraphe 3.4.

⁴² Affirmation gratuite, non démontrable et contredite par l'UCTE (et par E.ON : cf. notre § 5.) comme par le CNRT-Lille.

⁴³ Non, l'obligation d'achat conduit à la laisser libre, a contrario de l'énergie hydraulique, thermique ou nucléaire.

⁴⁴ Une éolienne peut décrocher spontanément mais le dispatching n'a pas le droit de l'interrompre.

⁴⁵ Pas en Espagne. Et en Allemagne, les recouplages anarchiques (cf. notre § 3.3.) ont entravé, une bonne heure de plus, la restauration de la fréquence normale sur l'*area North-East*.

15.11.2006 Human error at control center chiefly responsible for power outage on 4 November
--

E.ON Netz reports on status of investigations

According to the latest findings of E.ON's in-house investigation into the causes for the disruption to the European power grid on 4 November, that were submitted to the Federal Network Agency today, human error, as opposed to any technical malfunctions, was chiefly responsible for the outage.

Thanks to a detailed analysis of a comprehensive set of data, E.ON has already been able to largely reconstruct the chain of events that led to the disruption. The results show that an E.ON control center had assessed developments correctly and accordance with standard procedures but, owing to time pressure, had not made use of all technical options for a comprehensive situation analysis.

Prior to the scheduled deactivation of the ultra-high voltage transmission line that crosses the Ems River ahead of the passage of the Norwegian Pearl cruise ship, the control center had not checked whether the outage of an additional transmission line might overload the power grid. About half an hour later, another high voltage transmission line was overloaded – for reasons that are not yet known. To compensate for this, a number of lines were switched together at a substation. Contrary to the assessment of the control center's staff, this did not decrease but further increased the load on the power grid, which, in turn, triggered an automatic shutdown procedure. The outage of the second transmission line therefore ultimately set off the domino effect which led to the temporary disconnection of the European interconnected power grid.

There is, however, no evidence whatsoever of any technical malfunction of the transmission lines, control or monitoring systems involved. Findings to date indicate that all systems reacted correctly and in accordance with standard procedures, effectively preventing a complete blackout. Insufficient investment in maintenance or technical infrastructure can therefore be ruled out as causes for the disruption.

Further investigation is required until all remaining issues have been resolved. These, for instance, include the cause for the rapid and unexpected increase in electricity flows through the transmission lines in question⁴⁶. It is not until these issues have been fully investigated that possible improvement measures can be pinpointed. In doing so, E.ON Netz intends to work closely with the Federal Network Agency and all other parties involved.

Klaus-Dieter Maubach, the E.ON Energie Board of Management Member responsible for the power grid, issued the following statement on the matter: *“We deeply regret the disruption to the power supply that affected many European electricity consumers as a result of the events of 4 November. We were quickly able to identify the main cause for the disruption but will continue to press ahead with our investigations until all remaining questions have been answered to our full satisfaction.”*

⁴⁶ Texte originel : « [...] warum es kurz vor der Störung zu einem raschen und unerwarteten Anstieg der Stromflüsse auf den entscheidenden Leitungen im Netz gekommen ist ».

Union for the Coordination of Transmission of Electricity
--

15 Boulevard Saint Michel, B-1040 Brussels, Belgium, Tel.: 32-2-741-6940, Fax: 32-2-741-6949, www.ucte.org

PRESS RELEASE
16 November 2006

Contact: g.maas@tennet.org

On-going UCTE investigations on the 4/11 disturbance to complete E.ON Netz findings so far

The UCTE Investigation Committee on the 4/11 disturbance took note of the preliminary findings published yesterday. UCTE underlines that only the on-going investigations at association level will provide the necessary system-wide perspective on causes and effects of the disturbances also within the 3 zones into which the UCTE system split after the initial events in the Northern part of Germany.

UCTE is also aware of an initiative taken by the Council of European Energy Regulators (CEER) to undertake an inquiry at a European level about the above mentioned events, and is informed about investigations at national level in several European countries. UCTE considers that due to the different objectives, these separate inquiries have to be seen as independent from the UCTE investigation the results of which will constitute an input for the EC Strategic Energy Review expected in January 2007.

More specifically, the purpose of the UCTE Investigation Committee work in which all direct involved UCTE TSOs are actively participating is to bring a transparent and complete explanation of the events of 4 November to the UCTE members as well as to external stakeholders like European and national authorities and general public. The objective is also to assess and propose improvements to the UCTE reliability and security standards through:

- investigating, at the level of all involved countries, events and causes related to the 4 November disturbances,
- evaluating TSO's actions with respect to the UCTE Operation Handbook and the Multilateral Agreement as it is in force since July 2005 respectively July 2006.
- examining their compliance with standards and application of temporary measures (if any)
- assessing adequacy of present practices and standards
- defining and proposing improvements to these practices and standards.

The preliminary results of the UCTE investigation will be released end of November.

“Une erreur humaine serait à l’origine de la panne d’électricité du 4 novembre”

BERLIN CORRESPONDANCE (« Le Monde » du 17/11/2006)

Une erreur humaine est à l’origine de la panne d’électricité survenue en Europe le 4 novembre, selon les premiers résultats de l’enquête présentés, mercredi 15 novembre, par E.ON Netz, filiale du groupe E.ON. Un dysfonctionnement technique est exclu, a souligné l’entreprise. L’hypothèse d’un problème de réglage dans l’ajustement de l’alimentation entre l’énergie éolienne et les autres sources d’énergie n’est pas non plus retenue.

Au lendemain de la panne, E.ON Netz avait expliqué que l’incident pouvait être relié à l’arrêt d’une ligne à haute tension dans le nord-ouest de l’Allemagne, en Basse-Saxe. Cet arrêt, qui constitue une mesure de routine, était nécessaire pour le passage d’un navire sur la rivière Ems. Avant la mise hors circuit de cette ligne, deux ingénieurs d’E.ON Netz ont «*estimé à tort que la coupure d’une autre ligne n’entraînerait pas une surcharge sur le réseau*». Or, une demi-heure plus tard, après la coupure de la ligne à haute tension, un encombrement dont l’origine est inconnue est apparu sur une autre ligne.

Pour compenser cette surcharge, plusieurs lignes ont été allumées [*sic*], ce qui n’a fait qu’amplifier le phénomène et entraîner la coupure automatique de la deuxième ligne à haute tension. Cet arrêt a provoqué une chaîne de réactions qui a conduit à la panne. Les systèmes ont su réagir pour éviter un «*black-out*» total.

«*Entretien insuffisant et manque d’investissements dans le réseau ne peuvent être à l’origine de l’incident*», souligne E.ON Netz. Au lendemain de la panne, les consommateurs et le ministre de l’environnement, Sigmar Gabriel (SPD), avaient accusé les énergéticiens de ne pas suffisamment investir dans les infrastructures. Selon la fédération allemande de l’électrotechnique (VDE), les investissements sur le réseau ont chuté de 40% depuis les années 1980.

Cécile Calla

UCTE : Union for the Coordination of Transmission of Electricity

15 Boulevard Saint Michel, B-1040 Brussels, Belgium, Tel.: 32-2-741-6940, Fax: 32-2-741-6949, www.ucte.org

UCTE NEWS

contact: Gerard Maas

30 November 2006

g.maas@tennet.org

UCTE releases detailed Interim Report on the disturbances of 4 November -sequence of events, root causes and critical factors identified

The events in the evening of 4 November 2006 are the most severe disturbance in the history of UCTE as far as the number of involved TSOs (Transmission System Operators) and the amplitude of the registered frequency deviation are concerned. However, the decentralized responsibilities of UCTE member TSOs demonstrated their efficiency avoiding a blackout on the entire European continent. UCTE is committed to assure that the incident is clearly investigated to improve the security standards. Therefore an investigation committee was implemented immediately after the incident.

On 4 November 2006 the triggering event started at around 22:10 hours. A number of high voltage lines in northern Germany tripped off due to the correct reaction of automatic protection devices after an increase of load over a very short period of time. Consequently the UCTE grid – covering 23 countries across Europe - was divided into three areas (West, North-East and South-East). This resulted in significant power imbalances in each area. The power imbalance in the Western area induced a severe frequency drop that caused an interruption of supply for more than 15 million European households.

In both under-frequency areas (West and South East), sufficient generation reserves and load shedding allowed restoring the normal frequency rapidly. In the over-frequency area (North East), the lack of control over generation units contributed to the deterioration of system conditions in this area (long lasting over-frequency with severe transmission lines overloading).

Generally, the uncoordinated operation of generation units, mainly wind and combined-heat-and-power connected to distribution grids during the disturbance complicated the process of re-establishing normal system conditions.

However, the decentralized spread of responsibilities among TSOs demonstrated its efficiency: appropriate measures were taken against a further deterioration of the situation and thus avoided a blackout on the entire European continent. The full reconnection of the power grids was completed within 38 minutes after the separation into three islands. The situation in all European countries went back to normal in less than 2 hours.

In its function for the coordination UCTE carries out an investigation on the November 04 incident in order to assure an efficient and secure operation of the interconnected electrical « power highways » in the future.

The Interim Report (see <http://www.ucte.org>) identifies so far two root causes and five critical factors.

Root causes :

- Non fulfilment of the N-1 Criterion
- Inappropriate inter-TSO coordination during this event

Critical factors :

- Generators related issues; TSO access to real time information on generation,
- Range of action available to dispatchers for handling grid congestions,
- TSO/DSO (Distribution System Operators) co-ordination in the context of defence and restoration plans,
- Co-ordination of resynchronization procedures during the event,
- Enhancement of training of dispatchers.

The Investigation Committee will provide in the Final Report a more comprehensive analysis of the sequence of events and recommendations for further improvement of procedures at UCTE and individual TSO level as well as of specific UCTE security standards.

Texte pris sur le site: http://www.ucte.org/pdf/News/20061130_IC-Interim-Report.pdf

Le rapport intégral est aussi disponible : <http://www.ucte.org/pdf/News/IC-Interim-Report-20061130.pdf>

Extraits du document UCTE du 30 novembre 2006:
 « **Interim Report – System disturbance on 4 november 2006** »
<http://www.ucte.org/pdf/News/IC-Interim-Report-20061130.pdf>
 dont les 70 pages sont évidemment seules à faire foi.

Avertissement : ne sont ici reproduits, et ‘stabilobossés’ en jaune, que les passages les plus significatifs impliquant les unités décentralisées de production d’électricité, à savoir ceux comportant les mots :

- “**windmill**” (éolienne M) ou “**wind**” (W), associé ou non à *farm* ou *station* (parc), cités 64 fois ;
- “**combined heat-and-power**” pour désigner les installations de co-génération, citées 5 fois.

A aucun moment, les centrales nucléaires ne se sont fait remarquer (**nuclear**: 2 fois), les centrales thermiques 1 seule fois. Par ailleurs, les incidences commerciales (**market**: 6 fois; **trading**: 3 fois, **gas** (2 fois) et **auction**: 1 fois) sont **stabilobossées en vert**.⁴⁷

DISCLAIMER	3
EXECUTIVE SUMMARY	5
1. INTRODUCTION	8
1.1. Background	8
1.2. Investigation Committee	8
2. UCTE AS STANDARD SETTING ORG^{ion} AND TSO COORDINATION PLATFORM	10
3. SYSTEM CONDITIONS BEFORE THE DISTURBANCE	13
4. FACTUAL SEQUENCE OF EVENTS	18
4.1. Evolution of system conditions before system splitting	18
4.2. Separation of the UCTE system	20
5. SYSTEM STATUS AND DEFENSE ACTIONS IN INDIVIDUAL ISLANDS	24
5.1. Western Europe	24
5.2. North-Eastern Europe	29
5.3. South-Eastern Europe	37
6. RESYNCHRONIZATION OF ISLANDS	40
7. FIRST RESULTS OF THE STEADY-STATE SIMULATIONS	46
8. RESULTS AND INTERIM CONCLUSIONS	51
8.1. Background	51
8.2. Preliminary root causes analyses	51
8.3. Other critical facts	52
9. FURTHER WORK OF THE INVESTIGATION COMMITTEE	55
10. APPENDIXES	58
Appendix 1 - Investigation Committee ⁴⁸	
Appendix 2 – Planned non-availabilities of EHV tie-lines and internal lines	
Appendix 3 – Sequence of tripped lines	
Appendix 4 – List of TSOs in each area	
Appendix 5 – Summary of load shedding actions in West area	

⁴⁷ Il y aurait sûrement profit à pister aussi le mot « **exchange** », tant semble prégnante la pression commerciale exercée sur les dispatcheurs, à en croire la note 6 (appelée en 4.1.) de bas de page 20. Le mot est cité 19 fois.

⁴⁸ Groupe mené par Gerard Maas (TenneT). Participants francophones à cet IC : Marcel BIAL (UCTE) et Clotilde LEVILLAIN (RTE).

Annexe 8-2

Page	W	M	C	T	Citation intégrale du paragraphe contenant un (ou plus de) mot(s)-clé(s)
5	1				In both under-frequency areas (West and South East), sufficient generation reserves and load shedding allowed restoring the normal frequency in a relatively short time. In the over-frequency area (North East), the lack of control over generation units (quick reduction of schedules and automatic reconnection of wind generation) contributed to the deterioration of system conditions in this area (long lasting over-frequency with severe transmission lines overloading).
5	2		1		Generally, the uncoordinated operation of generation units (mainly wind and combined-heat-and power) during the disturbance complicated the process of re-establishing normal system conditions.
6				1	2. Limited range of action available to dispatchers for handling grid congestions German TSOs have to take different kind measures as stated in the German Energy Law and transposed to internal procedures: grid related measures, market related measures and other adjustments for the management of emergency situations. The adequacy and effectiveness of such measures will need to be further investigated.
10				2	The "Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity" (UCTE) is the association of transmission system operators in continental Europe. It aims at providing a reliable market base through the co-ordination of the operation of electric "power highways" over the entire European mainland.
10				3	However, the UCTE interconnected system is operated more and more at its limits. Markets trigger an increase of cross-border power flows between countries since markets by definition aim at optimising the produced power depending on short term prices differences. This leads to important variations of generation patterns within the UCTE systems displacing substantial amounts of electricity from one area to another one, from one hour to another one, or even shorter.
10	3				One actual example of changing generation patterns is due to the rapid development of wind generation characterized by a short term predictability: within a few hours, the production of wind farms can change from minimum to maximum and conversely. This can only be mastered with an adequate transmission infrastructure and a more and more complex management of interconnected networks. In reality, many UCTE TSOs face increasing difficulties to build new network infrastructures (lines, substations, etc.) This puts more than ever before pressure on all TSOs to be able to rely on each other via closer co-ordination mechanisms as those stated among UCTE standards.
13	4				Generation in the whole UCTE system at 22:09 is estimated at around 274 100 MW including approximately 15 000 MW of wind generation (most of which was located in Northern Europe and Spain). This overall figure can be distributed approximately among three "virtual" areas which appeared after the system split as follows: <ul style="list-style-type: none"> - Western area: 182 700 MW including 6 500 MW of wind generation - North-Eastern area: 62 300 MW including 8 600 MW of wind generation - South-Eastern area: 29 100 MW
14				4	Figure 2 shows both exchange programs resulted from trading activities (red) and physical flows (blue) as recorded on 4 November at 22:09. It is not unusual that in a highly meshed network, physical flows significantly differ from the exchange programs.
14	5				The main point to be underlined around North East Europe (starting point of the disturbance) is the high flow from Germany to The Netherlands and Poland due to the high wind generation.
16	6				On 4 November, TenneT decided to further reduce the capacity between Germany and The Netherlands for 5 November to take into account the wind forecast and to manage flows on tie-lines to TenneT. As no wind feed-in was expected from E.ON Netz due to the planned outage of the Diele Conneforde line, the reduction of 159 MW was made only on the capacity from RWE TSO to TenneT. Finally the import capacity to The Netherlands amounted to 3 091 MW for 5 November from 00:00 to 06:00.
16				5	The late announcement of the shipyard made it impossible to reduce the exchange program between Germany and The Netherlands for the outage of the Conneforde-Diele line in the same way as prepared for 5 November. According to TenneT, no exchange program reduction is possible after 08:00 for the day ahead due to the agreed auction rules (capacity is considered as firm, except in the case of "force majeure").

Annexe 8-3

Page	W	M	C	T	Citation intégrale du paragraphe contenant un (ou plus de) mot(s)-clé(s)
16	7			6	Other measures such as re-dispatch (e.g. with Denmark) were also possible to secure the system but according to the German law ⁵ and E.ON Netz internal procedures this would only be possible if topology changes were not effective to bring back the security of the network (cf. la note de bas de page ⁴⁹). Nevertheless, between 21:40 and 22:10, E.ON Netz assumed that there was no immediate need for re-dispatching.
19	8				Between 22:05 and 22:07, the load on the 380 kV line Landesbergen-Wehrendorf increased by 100 MW exceeding the warning value of 1795 A for RWE TSO. This triggered an immediate reaction of RWE TSO that called E.ON Netz at 22:08 with the request for urgent intervention to restore safe grid operation. E.ON Netz made an empirical assessment of corrective switching measures without any load flow calculations for checking the N-1 criterion. E.ON Netz expected that coupling of the busbars in the substation of Landesbergen would end in a reduction of the current by about 80 A. This maneuver was done at 22:10 without any further coordination with RWE TSO due to necessary rush. The ex-post simulations made in the course of investigations (see chapter 7) showed that this action led to a result which was contrary to what dispatchers expected; the current on the line increased by 67 A (instead of decreasing) and the line was automatically tripped by the distance relays in the Wehrendorf substation (RWE TSO) due to overloading. The increase of the flow on the critical line up to the moment of tripping is shown in Figure 3 below. The manual switching of the Diele–Conneforde line at 21:38 resulted in a significant increase (over 600 MW) in the power flow on the Landesbergen-Wehrendorf line. The loading of this line exceeded 1200 MW close to the secure limit for RWE TSO. At around 21:50, a small decrease (about 100 MW) can be observed, however at around 22:02 the loading gradually increased. The line tripped immediately after coupling the busbars in Landesbergen. This tripping led to cascading line trippings all over the UCTE area. All lines tripped due to overloading that triggered distance protection. These line trippings are listed in Appendix 3.
20				7	According to TenneT, before the outage of the double circuit line Diele-Conneforde, no counter trading measures between The Netherlands and Germany were discussed in real time because all grid analyses performed by all TSOs for their own grids showed that the grid situation after the outage was secure even if lines were highly loaded in the whole area of RWE TSO, TenneT and E.ON Netz.
25	9		2		Generation units which tripped are usually small power units but they are numerous and not directly controlled by TSOs. Wind generation and combined-heat-and-power is (<i>sic!</i>) generally connected to the distribution grid, therefore the relevant standards for their performances in case of a frequency drop are less constraining. Usually they have to withstand a frequency drop at 49.5 Hz. Thus for the 49 Hz event that occurred in the Western zone, a significant amount of units tripped on 4 November.
25	10				<i>About 40% of the total generation units which tripped during the incident were wind power units. Moreover, 60 % of the wind stations connected to the grid at 22:09 tripped just after the frequency drop</i>

⁴⁹ German TSO dispatchers have to examine the following possibilities in case they have to manage a congestion in the following order:

1. Grid-related measures which are non-**pos** measures :
 - all possible topology changes
 - full utilization of the operational limits (e.g. lowest acceptable voltage level)
2. **Market**-related measures which are **pos** measures based on **contracts** with third parties:
 - re-dispatching
 - counter **trading**
 - activating of tertiary reserve
 - switching of special loads
 - capacity reduction (only in day-ahead)
 - activating of additional reserves (e.g. from neighbouring TSOs)
3. If all measures of 1 and 2 are fully utilized or time is too short:
 - shortening of already confirmed **exchanges schedule**
 - load shedding
 - voltage reduction beyond acceptable limits
 - direct order to all kinds of power plants including **wind** generation.

Annexe 8-4

Page	W	M	C	T	Citation intégrale du paragraphe contenant un (ou plus de) mot(s)-clé(s)
25			3		Similarly, 30% of combined-heat-and-power power in operation just before the event, tripped during the frequency drop.
25	11				In addition to this, except for one thermal generation unit of about 700 MW of nominal power (in Spain), no high power generation unit connected to the TSO network tripped. [De même pour le nucléaire, contrairement à de nombreuses éoliennes (NDLR)]
26	F. 8				La figure 8 (Figure 8: Map of generation tripped (total and wind)) est synthétisée dans le tableau de notre annexe 9-1
26	12				The orange squares show the total of generation units started and the wind generation started just before the incident (22:09). The brown squares show the generation units tripped due to the frequency and voltage drop.
26	13		4		Generation automatically reconnected to the grid during the disturbance The small power generation units such as combined-heat-and-power or wind generation which tripped after the frequency drop, were automatically reconnected to the grid when the conditions of voltage and frequency were in the accepted range. However this occurred without any control from TSOs nor DSOs. An example of the tripping and automatic reconnection of wind generation is given in Figure 13.
29	14				5.2. North-Eastern Europe After cascading trippings of overloaded lines leading to the splitting of the UCTE power system into three large separate areas, the North-East area (see Appendix 4 for composition of the area) faced severe imbalance conditions with a generation surplus of more than 10 000 MW (approx. 17% of total generation in this area before the splitting leading to a situation of high over-frequency. The imbalance was attributable to the fact that before splitting there was a huge transit of electricity from this area towards the West and South of Europe. This is a typical load flow situation in this region, but on this day the volumes of flows were increased as compared to standard days due to high wind conditions in the North of Germany (see Figure 11: Intersystem power flows in area 2 at 22:09).
29	F. 11				La figure 11 (Figure 11: Intersystem power flows in area 2 at 22:09) est synthétisée dans le tableau de notre annexe 9-2
29	15	1			This huge imbalance in the North-East area caused the rapid increase of frequency up to about 51.4 Hz reduced to the range of about 50.3 Hz by automatic intentional actions (primary control – standard and emergency range, activation of speed control of certain generating units) and automatic tripping of the generation units sensitive to high frequency value (mainly windmills). Tripping of wind generation with an estimated value of 6200 MW (approx. 5400 MW located in the North of Germany and 800 MW Austria) played the crucial role in decreasing frequency during the first seconds of the disturbance. There were no trippings of windmills in Jutland (Western Denmark).
30	F. 12				La figure 12 (Figure 12: Intersystem power flows in area 2 at 22:12) est synthétisée dans l' annexe 9-2
30	16	2			On the other hand, at the same time (first minutes after the disturbance) the windmills , which tripped at 22:10 started being automatically reconnected to the power systems (in Germany and Austria) thus gradually increasing generation in these control areas (see Figure 13). This behaviour of windmills was contrary to the required decrease of generation in the whole area 2. Since the volume of reconnected wind generation exceeded the volume of generation automatically reduced on other units (mainly thermal) the frequency began to slowly, but steadily increase starting from 22:13.
30	F. 13	3			La figure 13 (Figure 13: Output of windmills (VE-T, E.ON Netz, from 22:00 to 23:00) est synthétisée dans l' annexe 9-2

Annexe 8-5

Page	W	M	C	T	Citation intégrale du paragraphe contenant un (ou plus de) mot(s)-clé(s)
31	17				Having observed this frequency increase, the dispatchers of involved TSOs started manual actions in order to balance the whole area 2 and decrease the frequency to normal level. These actions included instructions for generating companies to decrease output of units, stopping some of them and starting pumps in pumpedstorage plants. These manual actions superimposed previous automatic ones and ensured steady decrease of generation in most of the thermal power plants of the region, which were able to decrease their output. This was not the case in many thermal units in VE-T control area, which operated close to their minimums already before the disturbance (due to high wind conditions) and thus were not able to contribute to frequency decrease after it. The dispatchers of PSE-O, acting as a CENTREL control block leader, apart from decreasing generation within Poland also approved other CENTREL TSOs (CEPS, SEPS, MAVIR, WPS) deviations from planned exchange programs instructing them at the same time to further decrease the generation within their control areas. In total, at 22:35 the CENTREL power systems together absorbed about 58% out of the initial overcapacity of approx. 10 000 MW in the whole area 2 (mainly PSE-O: 35%, CEPS: 20%), while the other power systems of area 2 absorbed together 32% (VE-T + E.ON Netz: about 23%, APG: 9%). The remaining initial overcapacity roughly estimated at about 10% resulted in an over-frequency of 50.37 Hz (the frequency slowly raised from 50.3 Hz at 22:13 up to 50.45 Hz at 22:28 and then slowly decreased to about 50.3 Hz before resynchronization – see Figure 14 – chart of frequency in area 2).
31	18	4			This uneven absorption of the initial surplus of generating capacity within area 2, which mainly resulted from the reconnection of windmills in the North of Germany, led in turn to significant changes in power flows within area 2. As indicated above, the power flows established in a new steady state just after the disturbance were within acceptable limits but with the gradual increase of wind generation and decrease of thermal generation after 22:10 these flows started gradually to change. Generally the process was featured by an increase of generation in the North of Germany (windmills) and decrease of output of thermal plants in the whole area, but mainly in Poland and the Czech Republic resulting in increasing flows from VE-T to PSE-O and CEPS, while other tie lines in the region experienced lower loadings than usual. Already at 22:20, the flows on VE-T/PSE-O and VET/ CEPS profiles exceeded the transfer capacities on these borders acceptable in normal operating conditions (see Fig. 15 Intersystem power flows in area 2 at 22:20) and continued to increase further till 22:35 when it reached unacceptable levels even for emergency conditions (see Figure 16: Intersystem power flows in area 2 at 22:30 and Figure 17: Intersystem power flows in area 2 at 22:35).
51	19		5		In both under-frequency areas (West and South East), sufficient generation reserves allowed restoring the normal frequency in a relatively short time. In the over-frequency area (North East), the lack of control over generation units (quick reduction of schedules and automatic reconnection of wind generation) contributed to deterioration of system condition in this area (long lasting over-frequency with severe transmission lines overloading). Generally, the uncontrolled behavior of generation (mainly wind farms and combined-heat-and-power) during the disturbance complicated the process of reestablishing normal system conditions.
52	20				In spite of the fact that the network was highly loaded at that time, no efficient remedial action was prepared by E.ON Netz in order to keep a minimum safety margin and to prevent a possible increase of the flow due to changes in generation (especially wind power), in consumption and in cross border exchanges for the following hours.
52	21		6		Generation related issues During the disturbance, a significant amount of generation units tripped due to the frequency drop in the system which resulted in the increased imbalance. Most of this generation is connected to the distribution grid (especially wind and combined-heat-and-power).
52	22				However the automatic restarting of a considerable amount of wind generation in the North part of Germany was not immediately compensated by a corresponding amount of decreased generation in thermal or hydro power plants.
53				9	Range of possible actions for the dispatchers to handle grid congestions To remove a constraint and restore a secure operation of the grid and the N-1 criterion, German TSOs have to manage a number of actions defined in the German Energy Law and internal procedures: grid related measures, market related measures and other “adjustments” for the management of emergency situations.
55	23				Coordination between TSO and the generators connected to its grid <ul style="list-style-type: none"> • Awareness of the program schedules before and during operation time: information from generators about their programs and modifications for the following hours • Capabilities of modulation of the generation programs by the TSO • Possibilities of modulation of wind power under emergency conditions • Level of real time information and control over the generation connected to the distribution grid

Annexe 9-1

Traduction, sous forme tabulaire, des schémas insérés dans l' « *Interim Report* » de l'UCTE

(les items de lignes, les abréviations, sont celles des figures dudit rapport ;
 les sur-lignages colorés ou mises en caractères gras sont dûs à l'auteur ;
 les lignes en italiques ont aussi été ajoutées pour signaler certains aspects)

Area 1 (Western Europe) : 182 700 MW initiaux, puis sous-production de ~9500 MW et sous-fréquence à 49 Hz

	NL <i>Pays-Bas</i>	BE <i>Belgique</i>	D RWE TSO <i>Allemagne (West)</i>	D EON Netz	D EnBW TNS	FR <i>France</i>	CH <i>Suisse</i>	AT (West) <i>Autriche</i>	PT <i>Portugal</i>	ES <i>Espagne</i>	IT <i>Italie</i>	SI <i>Slovénie</i>	HT (West) <i>Croatie</i>	Total western Europe
Figure 7	Délestages (sheddings)													
Load Shedding A	340	800	2000	400	158	6460	7	127	1101	2107	2249	113	199	16061
Load Shedding M											663			663
Pump Shedding				240	457			297		572				1566
% load shedding	3	8	13	14	8	12	0,1	18	19	10	8	8	14	?
	erreurs ?													
Figure 8	Déclenchements (trips)													
Total gene. started	8210	9104	19220	3490	5991	61581	3796	2542	5796	28719	30316	1516	1240	181521
Wind gene. started	750	7	1660	0	55	188	0	38	532	3938	58	0	0	7226
Total gene. tripped	310	140	700	0	224	2882	42	315	1467	3729	900	26	0	10735
Wind gene. tripped	0	30	700	0	0	113	0	26	473	2800	0	0	0	4142
% éoliennes HS	0	erreur !	42	sans objet	0	60	sans objet	68	89	71	0	sans objet	sans objet	57
<i>Total tripped+shed</i>	650	940	2700	640	839	9342	49	739	2568	6408	3812	139	199	29025
<i>% tripped+shed</i>	8	10	14	18	14	15	1	29	44	22	13	9	16	16
Figure 9	Mises sur le réseau (starts)													
Gene. units started	140	320	1200	418	1058	5305	50	650	1015	3696	2800	90	77	16819
	Réserve tertiaire déclarée												18500 MW	
	consommée à												91 %	
<i>% started/initial</i>	2	4	6	12	18	9	1	26	18	13	9	6	6	9
<i>%started/(trip+shed)</i>	22	34	44	65	126	57	102	88	40	58	73	65	39	58

Traduction, sous forme tabulaire, des schémas insérés dans l' « Interim Report »

(les sur-lignages colorés ou mises en caractères gras sont dus à l'auteur ;

Area 2 (North-Eastern) : 62 300 MW initiaux, puis

sur-production de ~10 000 MW
et sur-fréquence à 51,4 Hz

	DK Danemark	D VE-T+EON Allemagne	PL Pologne	CZ République Tchèque	SK Slovaquie	UA-W Ukraine	AT (East) Autriche	HU Hongrie
Figure 11	Flux de puissance inter-réseaux juste avant, à 22:09							
<i>Convent. Balance</i>		6970	1340	1720	-160	480	320	-780
<i>Wind Production</i>	1510	7720					800	

Figure 12	Flux de puissance inter-réseaux juste après, à 22:12							
<i>Convent. Balance</i>		1230	620	770	-660	360	-1020	-1100
<i>Wind Production</i>	1510	2390					20	

Figure 13	Flux de puissance inter-réseaux à 22:30							
<i>Convent. Balance</i>		3690	- 1160	- 590	-420	420	-860	-940
<i>Wind Production</i>	1510	4160					690	

Figure 16	Flux de puissance inter-réseaux à 22:35							
<i>Convent. Balance</i>		4600	- 2590	- 470	-290	380	-730	-850
<i>Wind Production</i>	1520	5330					690	

Figure 21	Flux de puissance inter-réseaux à 22:50							
<i>Convent. Balance</i>			- 2540	640	-290	370		-370
<i>Wind Production</i>	1530	6160					750	

Figure 22	Flux de puissance inter-réseaux, restaurés, à 23:30							
<i>Convent. Balance</i>			870	1950	-190	430		-360
<i>Wind Production</i>	1500	> 6160					800	

Voir, en **annexe 9-3**, les difficultés liées au recouplage spontané des éoliennes : --->

Area 3 (South-Eastern) : 29 100 MW initiaux, puis

sous-production de ~ 800 MW
et sous-fréquence à 40,7 Hz

Zône non ici analysée car sans éolien,
et qui s'est trouvée dans une situation
bcp moins critique que les zones 1 & 2

Illustration du comportement des éoliennes dans la zone 2 (Nord-Est)

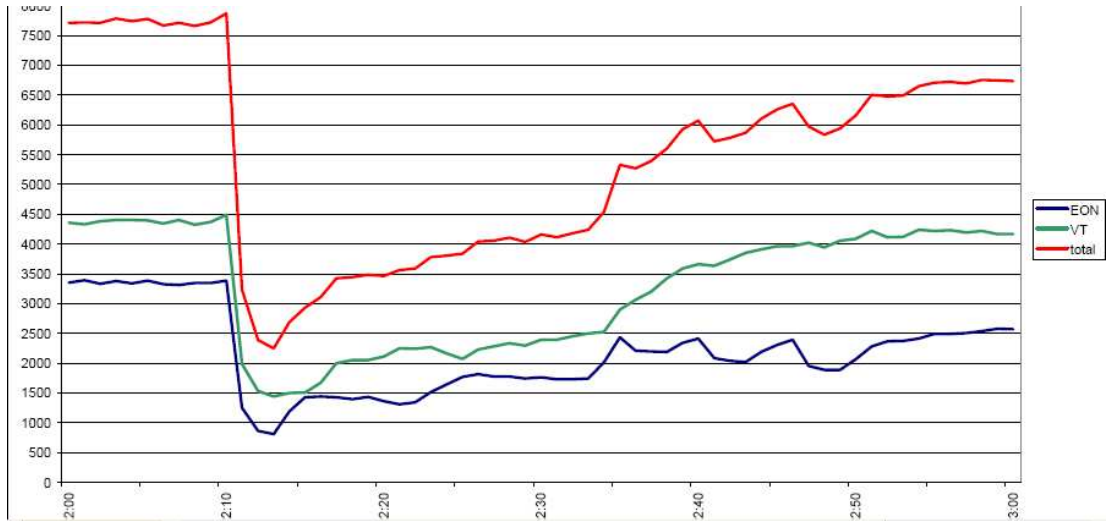


Figure 13 : Outputs of windmills (VE-T, E.ON Netz, from 22:00 to 23:00)

- VE-T (Vattenfall) en vert
- E.ON en bleu
- Total en rouge

Et de leur impact sur la fréquence du réseau de la zone 2 :

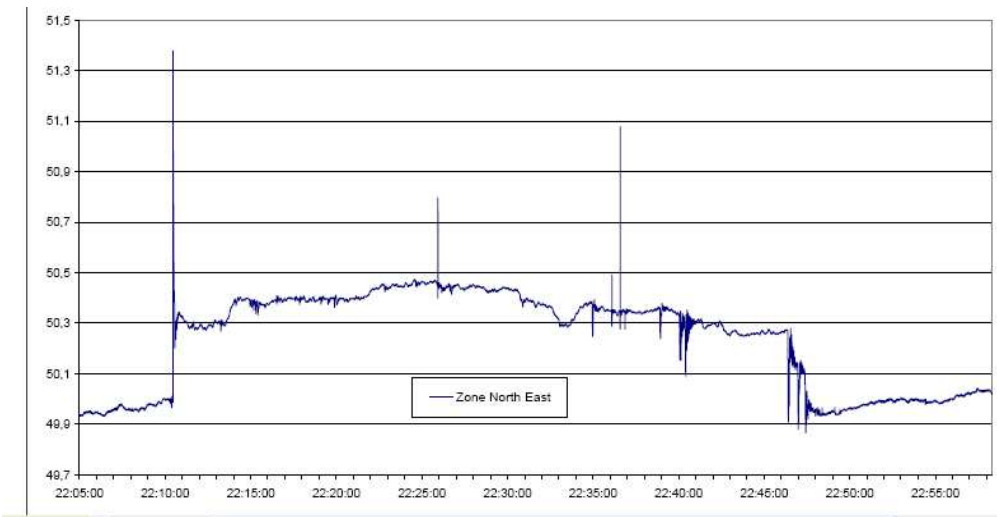


Figure 14: Frequency in area 2 (22:00 – 23:00)

Ligne Landesbergen- Wehrendorf : une hausse d'intensité encore inexpliquée

Extrait de la page 19/70 de l' « Interim Report » de l'UCTE :

« Entre 22:05 et 22:07, la charge de la ligne 380 kV Landesbergen-Wehrendorf s'accrut de 100 MW au delà du seuil d'alarme fixé par RWE-GRT à 1795 A.

Ceci suscita une réaction immédiate de RWE-GRT qui réclama d'E.ON Netz à 22:08 une action d'urgence pour restaurer la sécurité du réseau. Celui-ci procéda à une évaluation empirique de mesures correctives de commutation, sans aucun calcul d'intensité pour vérifier le critère N-1. E.ON Netz escomptait qu'un couplage de jeux de barres au poste de Landesbergen aboutirait à réduire l'intensité d'environ 80 A. Cette manœuvre fut effectuée à 22:10 sans autre coordination avec RWE-GRT en raison de l'urgence.

Les simulations a posteriori, à fins d'investigation (cf. ch. VII), montrèrent que cette action donna un résultat contraire de celui escompté, l'intensité sur la ligne croissant de 67 A (au lieu de décroître) et la ligne fut automatiquement disjonctée par les relais à distance du poste de Wehrendorf (RWE-GRT) répondant à la surcharge.

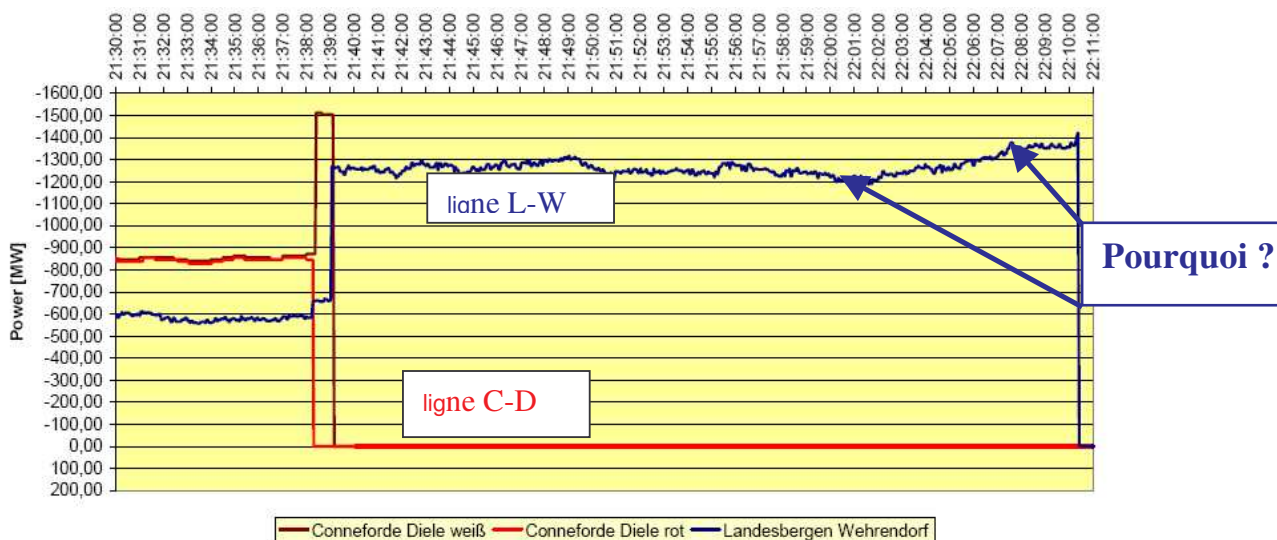


Figure 3: Power flow on the Landesbergen-Wehrendorf line before and after Conneforde-Diele switching off

L'augmentation de puissance sur la ligne cruciale, jusqu'à l'instant de sa déconnexion, est visible sur la figure 3. La consignation de la ligne Diele-Conneforde à 21:38 se traduit par un step de puissance (plus de 600 MW) sur la ligne Landesbergen-Wehrendorf. La charge de celle-ci dépassa 1200 MW, tout près du seuil de sécurité de RWE-GRT. Vers 21:50, on put voir une légère diminution (~100 MW), cependant, vers 22:02, la charge ré-augmenta progressivement. La ligne se déconnecta immédiatement après le couplage de jeux de barres de Landesbergen. Cette interruption conduisit à des déclenchements en cascade sur tout le réseau UCTE. Toutes les lignes sautèrent par leur protection de surcharge (voir liste en Annexe 3 du rapport UCTE). »

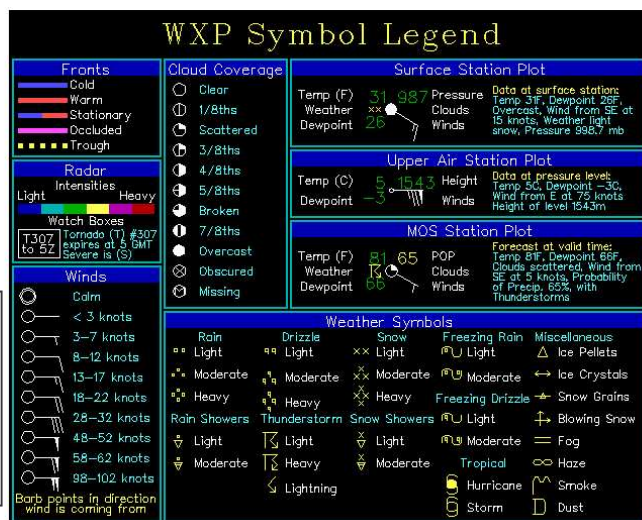
* Apparemment E.ON n'a pas encore apporté de réponse à son interrogation sur ce point ([4] et [6]).

Evolution du régime de vent dans la partie nord de l'Allemagne, le samedi 4 novembre 2006

En voici les données, issues de cartes de l'Organisation Météorologique Mondiale (WMO), (cf. mode d'emploi ci-dessous) sachant que nous ne nous intéressons qu'aux stations au sol (*Surface Station Plot*), nombreuses dans cette région (Schleswig-Holstein). Celles-ci fournissent les évolutions de :

- température (en degrés Fahrenheit),
- température de rosée
- temps (nuages, bruine, pluie, neige, orage, ...)
- pression (en Pascal)
- vent (direction et force, en nœuds (*knots*; par plages de 5 nœuds, soit ~2,6 m/sec)⁵⁰).

Ce soir-là, le temps était bouché (*overcast*) et doux (~62 °F soit 16°C), la pression voisine de 1020 mb. Nous nous référons à 8 stations, réparties au long de la frontière du Danemark (entre Föhr et Flensburg) et des côtes allemandes, d'ouest (Hambourg) en est (Rügen), dont l'implantation est bien visible sur les cartes présentées en page suivante (voir **annexe 10-2**). **Le vent était globalement orienté ouest/nord-ouest.**



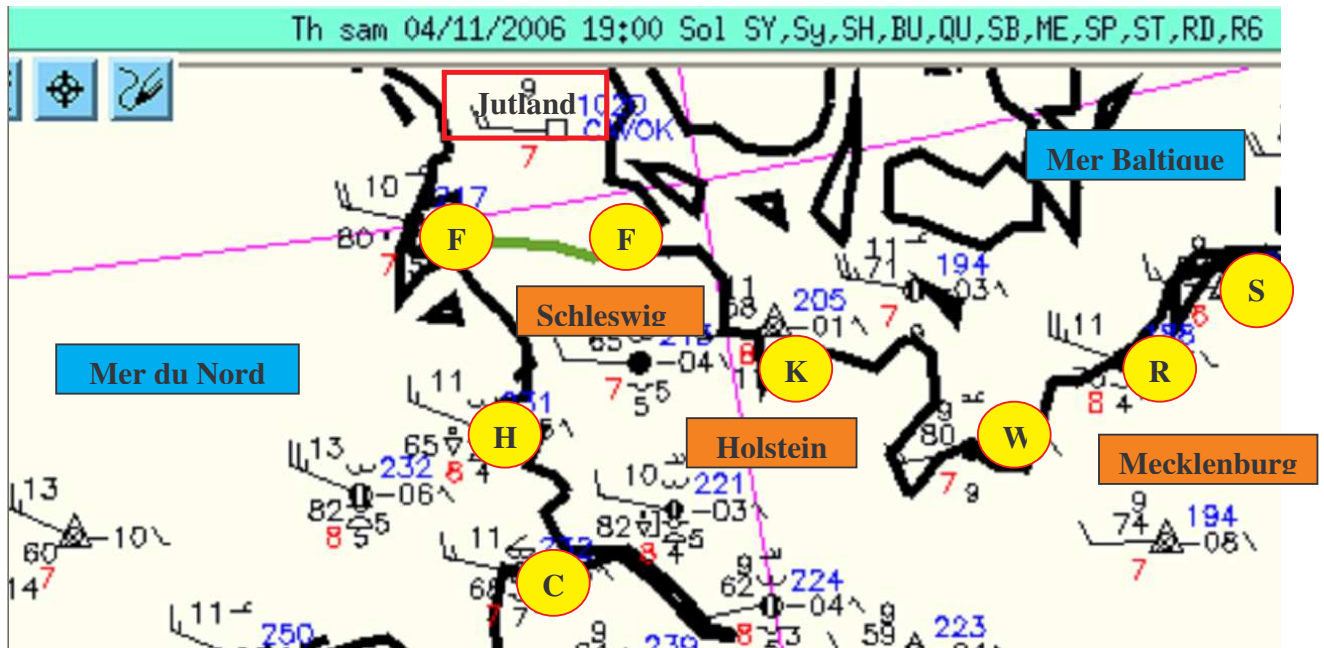
Surface Station Plot : mentionnant, entre autres, direction et force du vent via une flèche à empenne(s)

Winds :
Caractérisation de la force du vent par le nombre d'empennes sur la flèche (1 *knot* = 1852 mètres/heure)

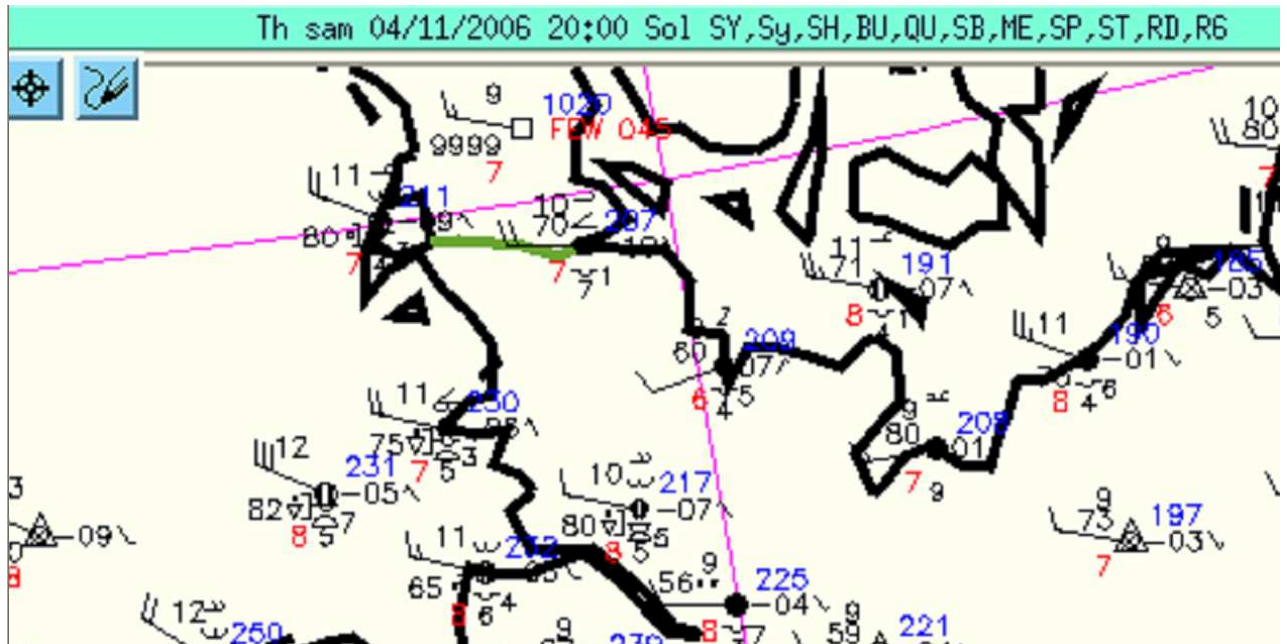
	Mer du Nord		Danemark		Mer Baltique			
Vent à ...	Cuxhaven	Heide	Föhr	Flensburg	Kiel	Wismar	Rostock	Stralsund
19:00	15	15	20	?	?	15 ou 20	25	15
20:00	15	20	20	20	10	15 ou 20	25	15
21:00	15	15	20	15	10	15 ou 20	25	15
22:00	10	20	25	20	10	15 ou 20	25	20

Ainsi, sur les stations les plus au nord (hormis Kiel), **le vent forcissait de ~ +5 knots (+ 2,6 m/sec)** (tandis qu'il fléchissait plus au sud, de part et d'autre du 50^{ème} parallèle).

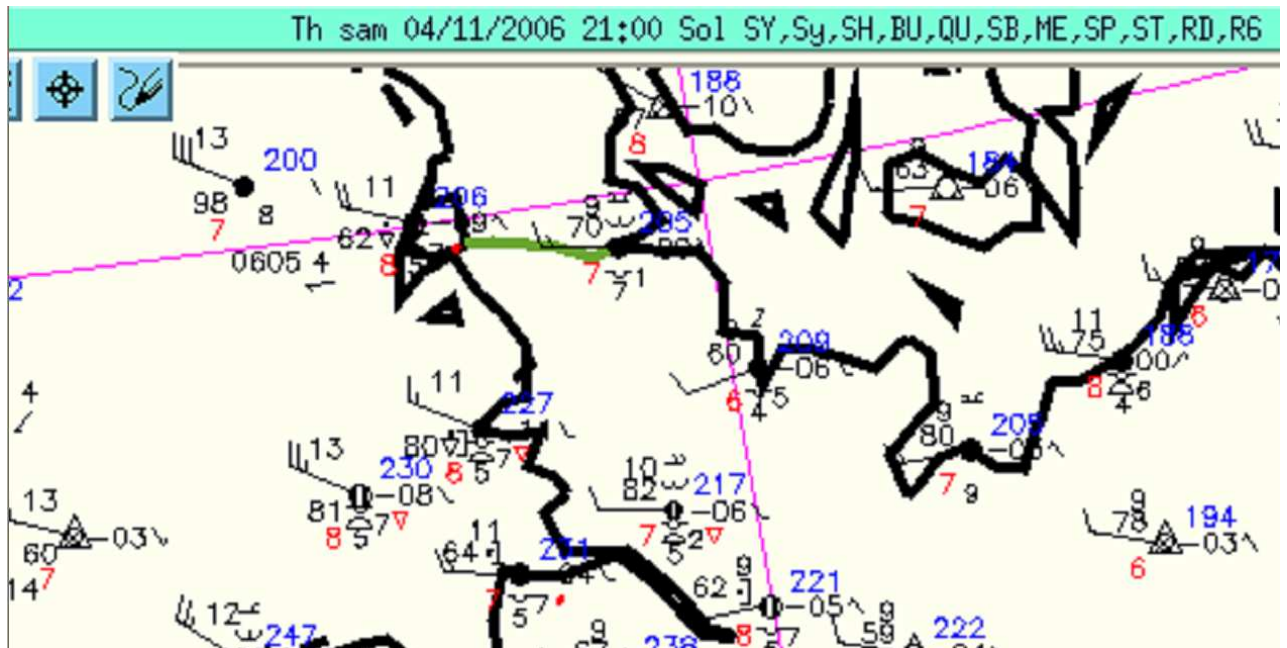
⁵⁰ Le tableau récapitulatif retient la valeur médiane (avec, parfois, un doute sur la demie-empenne ...).



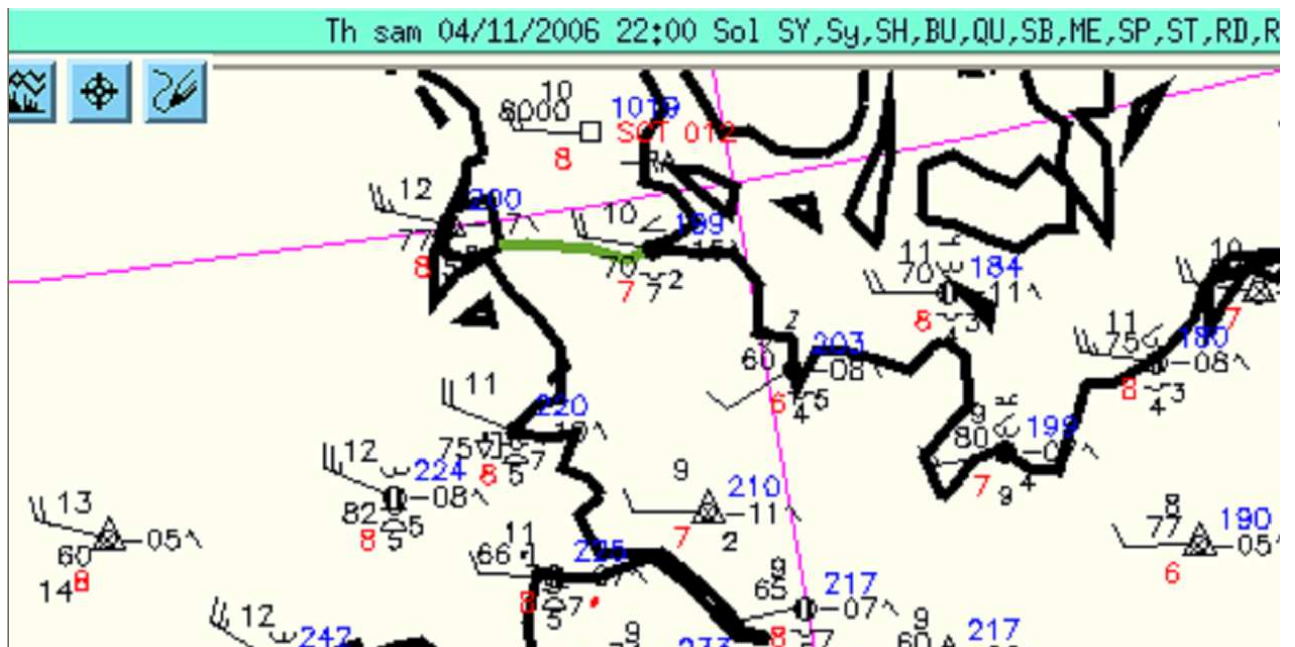
Extrait de la carte météo de l'OMM à **19:00**



Extrait de la carte météo de l'OMM à **20:00**



Extrait de la carte météo de l'OMM à **21:00**
 (la ligne verte représente la frontière germano-danoise)



Extrait de la carte météo de l'OMM à **22:00**

Résumé de l'E.ON Netz « WIND REPORT 2005 »

Summary

In 2004, Germany was once again the global world leader in the production of wind power. At the end of 2004, wind energy plants with an installed capacity of 16,400MW supplied the German electricity grids. The greatest proportion of this capacity, 7,050MW, was connected in the E.ON control area. E.ON Netz, the transmission system operator of the E.ON Group, consequently makes a key contribution towards the technically and commercial optimum integration of wind power into the electricity supply systems.

However, the intensive use of wind energy in Germany is associated with three key operational challenges.

- **Wind energy is only able to replace traditional power stations to a limited extent.**

Their dependence on the prevailing wind conditions means that wind power has a limited load factor even when technically available. It is not possible to guarantee its use for the continual cover of electricity consumption. Consequently, traditional power stations with capacities equal to 90% of the installed wind power capacity must be permanently online in order to guarantee power supply at all times.

- **Wind power feed-in can only be forecast to a limited degree.**

The transmission system operator must balance out variations between the forecast wind power and the actual feed-in using the short-term use of reserve capacity. In order to keep the reserve capacity requirement as low as possible, E.ON Netz uses a forecasting system jointly developed with the

Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), which is continuously being developed.

- **Wind power needs a grid infrastructure.**

The windy coastal regions are precisely the places where the grids have now reached their capacity limits through wind power. High voltage (HV) grids are increasingly reaching their capacity limit and they can take no further electricity from wind farms. As a result, E.ON Netz is currently planning just under 300 km of new high and extra-HV overhead lines in Schleswig-Holstein and Lower Saxony. E.ON Netz is doing everything it can to implement these grid expansion measures as quickly as

possible. In order to avoid stopping the connection of new wind farms despite grid congestion, E.ON Netz introduced generation management as a transitional solution. This procedure even became part of the Renewable Energy Act (EEG) in 2004.

- **Outlook: Threefold increase in wind power in Germany by 2020**

According to grid studies by the Deutsche Energie-Agentur (dena), wind power capacity in Germany is expected to increase to 48,000MW by 2020, around a threefold increase since 2004.

The possibility of integrating this generation capacity into the supply system remains to be seen. There is a need for considerable changes to the extra-HV grid alone, of around 2,700km. These measures will affect the whole of Germany, not only coastal areas.

Wind power 2004 - statistics	
Installed wind power capacity in Germany on 31.12.2004 ¹	16,394MW
– of which in the E.ON control area on 31.12.2004	7,050MW
Average fed-in wind power capacity in the E.ON control area	1,295MW
Wind power production in Germany ¹	26 billion kWh
– of which in the E.ON control area	11.3 billion kWh
EEG feed-in remuneration for wind power (Germany) ²	approx. € 2.35 billion

¹ Source: Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), ² Source: Verband der Netzbetreiber (VDN)

Annexe 12

Liste des abréviations		
A	Ampere	Ampère
AD MEPSO		GRT macédonien
APG	Austrian TSO	GRT autrichien
CEER	Council of Eur. Energy Regulators	Conseil européen des régulateurs de l'énergie
CEGEDEL Net		GRT luxembourgeois
CEPS		GRT tchèque
DSO	Distribution System Operator	GRD : gestionnaire de réseau de distribution
ELTRA	Danish TSO	GRT du Jutland (connecté à Norvège et Suède mais pas au reste du Danemark)
E.ON		1 ^{er} exploitant allemand (après fusion de Bayernwerk, Bavière et Preussen Elektra, Prusse)
E.ON Netz		GRT de la zone E.ON (y compris Jutland)
ELES		GRTslovene
ELIA	Belgian TSO	GRT belge
EnBW		Exploitant allemand (Bade-Wurtemberg, etc.)
EnBW TNG		GRT de la zone EnBW (filiale d'EnBW)
EnWG	German Energy Industry Act	
EPCG		GRT monténégrin
GCC	Grid control centre	Dispatching central (national, en France)
HEP		GRT croate
HTSO		GRT grec
Hz	Hertz	Hertz
ISO BIH		GRT bosniaque
JP EMS		GRT serbe
KESH		GRT albanais
MAVIR		GRT hongrois
MW	Megawatt	Mégawatt
NEK		GRT bulgare
PSE-O		GRT polonais
REE	Spanish TSO	GRT espagnol
REN	Portuguese TSO	GRT portugais
RTE	French TSO	Réseau de Transport d'Electricité (filiale EDF)
RWE		Exploitant allemand (Rhénanie-Westphalie etc)
RWE TSO		GRT de la zone RWE (filiale de RWE)
SEPS		GRT slovaque
Swiss TSO		GRT suisse
TenneT	Dutch TSO	GRT néerlandais
TERNA	Italian TSO	GRT italien
TIWAG Netz		Autre GRT autrichien
Transelectrica		GRT roumain
TSO	transmission system operator	GRT : gestionnaire du réseau de transport
UCTE	Union for the Coordination of Transmission of Electricity	Union pour la coordination du transport de l'électricité
VE-T	Vattenfall Europe Transmission	GRT de la zone Vattenfall (dont il est filiale)
VKW Netz		Autre GRT autrichien
VTT	Vattenfall	Exploitant scandinave (qui a repris une part du réseau allemand (N-E, Hambourg, etc.)
WPS		GRT ukrainien