

Eléments factuels sur les coupures d'électricité en Europe le 4 novembre 2006

Situation avant l'incident

La consommation d'électricité tant en France qu'en Europe est relativement faible malgré le froid relatif. Elle est en effet typique d'un samedi soir (qui plus est en période de congés). Ainsi, à 22h00, la consommation française est-elle de 55 700 MW, très loin du record de 86 000 MW.

Le parc de production européen est donc très largement suffisant, et les incidents qui vont suivre ne sont en aucun cas liés à une insuffisance d'équipements de production d'électricité en Europe. La capacité de production inutilisée n'est pas pour autant disponible instantanément : des groupes de production européens sont arrêtés pour le week-end et ont un délai de redémarrage de l'ordre de 8 à 20 heures. En Allemagne, la puissance consommée sur le réseau d'E.ON Netz est de 13 500 MW, avec une production éolienne de 3 300 MW (7 500 MW dans toute l'Allemagne pour une puissance potentielle de 20 000 MW).

Le 4 novembre, les pays européens s'échangent de l'électricité grâce au réseau interconnecté¹. A 22h10, les flux physiques sur les interconnexions électriques de RTE font apparaître des exportations de :

- 600 MW vers l'Allemagne,
- 240 MW vers la Belgique,
- 1460 MW à destination de la Suisse,
- 1580 MW à destination de l'Italie.

Par ailleurs la France exporte 2000 MW vers l'Angleterre et 220 MW vers l'Espagne. Le bilan pour la France est donc une exportation totale de l'ordre de 6000 MW dont 3900 vers l'Europe continentale.

Ces flux physiques résultent de transactions commerciales complexes issues de la somme des engagements contractuels des acteurs du marché de l'électricité sur les différentes frontières. En effet, les gestionnaires de réseaux de transport programment des échanges globaux qui se répartissent en flux d'électricité par frontière en fonction des seules caractéristiques physiques des réseaux. Pour mémoire, ces échanges 'contractuels' étaient les suivants juste avant l'incident : exports vers la Belgique (1804 MW), la Suisse (2822 MW), l'Italie (2658 MW), import d'Allemagne (3131 MW).

¹ L'interconnexion du grand réseau européen remonte à l'immédiat après-guerre. Cette interconnexion améliore en effet considérablement la sûreté des systèmes électriques en les rendant plus robustes aux défaillances. L'interconnexion du réseau de l'Europe de l'Ouest avec les pays d'Europe centrale (Pologne, République Tchèque, Slovaquie, Hongrie) a d'ailleurs été une priorité de ces derniers après la chute du mur de Berlin, pour retrouver un bon niveau de sécurité d'approvisionnement. L'interconnexion des réseaux a par exemple évité un black-out en France le 30 décembre 2005 lors de l'avarie simultanée des 4 groupes de la centrale nucléaire de Paluel. Elle a été aussi indispensable à la France lors du record de consommation du 28 février 2005 (86 000 MW dont 3200 couverts par des importations)

La phase initiale

L'un des quatre gestionnaires de réseaux allemands, E.ON Netz, a prévu d'effectuer une manœuvre déjà réalisée à plusieurs reprises dans le passé. Pour permettre de rejoindre la mer à un navire de croisière quittant le chantier naval Meyer à Papenburg sur la rivière Ems (Basse-Saxe), il faut mettre hors tension une ligne à 2 circuits à 400 kV traversant l'Ems en aval du chantier. Le navire peut ainsi passer sous la ligne sans que ses superstructures ne risquent de créer un court-circuit avec les conducteurs. Cette opération a été planifiée, a fait l'objet de simulations prévisionnelles, et a fait l'objet d'une concertation avec les gestionnaires de réseaux voisins, RWE TransportNetzStrom en Allemagne, TenneT aux Pays-Bas et Elia en Belgique (RTE est a priori trop loin de cette manœuvre banale pour en voir les effets).

La mise hors tension de la ligne double Diele-Coneforde est réalisée à 21h38. Le dispatching de E.ON Netz constate alors que des flux d'électricité plus importants que prévus chargent les lignes en service dans le sens Est-Ouest. Après analyse, le dispatching tente de résoudre le problème en modifiant la topologie du réseau au poste de Landesbergen. Plusieurs versions ont été données des suites de cette action. La première est que la manœuvre effectuée améliore la situation qui reste stable pendant plusieurs minutes. Selon une autre version, cette manœuvre est suivie de l'ouverture de la ligne à 400 kV Wehrendorf-Landesbergen (Westphalie Orientale), qui relie le réseau d'E.ON Netz à celui de RWE TransportNetzStrom, ce qui pourrait laisser penser à une fausse manœuvre (erreur humaine).

L'incident

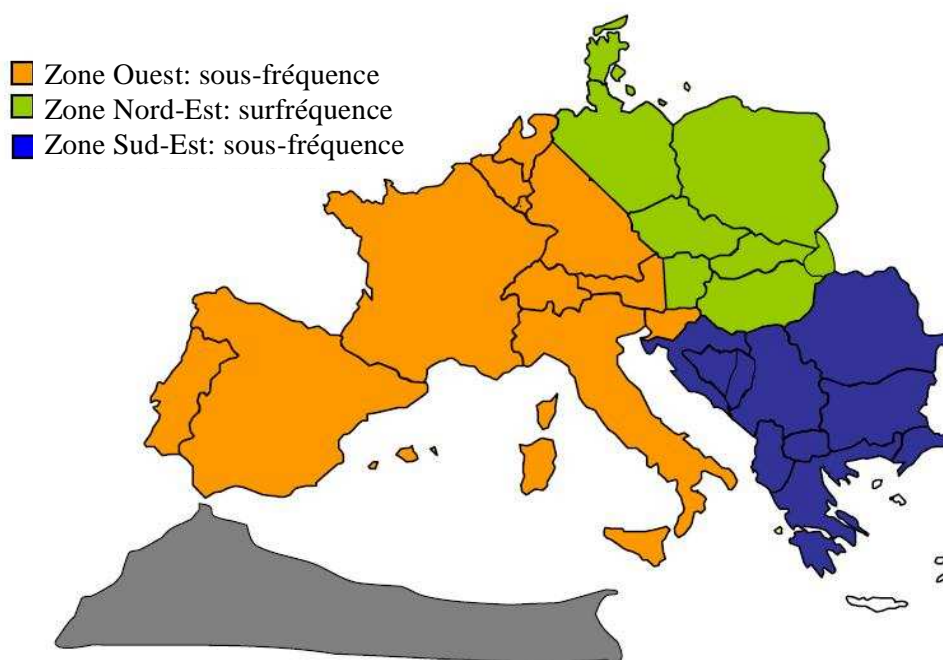
A 22h10, selon une chronologie précise et une dynamique qui restent à établir, deux artères à 400 kV acheminant les flux Est-Ouest se mettent hors service (pour cause de courant excessif) : les lignes Wehrendorf-Landesbergen (mentionnée ci-dessus) et Bechterdissen-Elsen. De nombreux ouvrages de transport en font alors de même en quelques secondes, sous l'action d'automates de protection, en Allemagne, Autriche et Croatie. En effet, la même quantité d'électricité cherche à passer par un nombre toujours plus réduit d'ouvrages, les saturant les uns après les autres dans un effet « domino ».

A 22h 10mn 30s, le réseau européen est donc alors séparé en deux parties, de la mer du Nord à la mer Adriatique. La partie Est se scinde alors aussi en deux à la frontière entre la Hongrie et les Balkans, à la suite semble-t-il d'un phénomène dynamique d'oscillation de puissance. Le réseau d'Europe continentale est donc séparé en 3 régions déconnectées les unes des autres (cf. carte ci-dessous). L'interconnexion entre l'Espagne et le Maroc se met hors service, pour protéger le système électrique du Maghreb

Alors que le réseau européen avant l'incident respectait parfaitement une des exigences fondamentales des systèmes électriques, à savoir l'égalité instantanée entre l'ensemble de la production et l'ensemble de la consommation, l'éclatement en trois fait apparaître des régions déséquilibrées.

La **région Nord-Est** est en excès de production (environ 6000 MW de trop), qui se traduit immédiatement par une augmentation de la fréquence à 51 Hz. Cet excès de production est corrigé par des automates qui baissent la production d'électricité. La fréquence est stabilisée entre 50,6 et 50,4 Hz.

La **région Sud-Est** est en léger déficit et se stabilise à 49,75 Hz



La **région Ouest**, où se trouve la France, est très déficitaire. L'excès de consommation par rapport à la production provoque le freinage des centrales électriques, qui ralentissent toutes ensemble du fait des forces électromagnétiques qui sont le « liant » des systèmes électriques « synchrones » et qui les solidarisent. La vitesse de rotation des alternateurs diminue brusquement, ce qui se traduit par une chute de la fréquence du réseau. Ce phénomène est extrêmement dangereux s'il n'est par enrayé immédiatement : en effet, à partir de 48,5 Hz, les centrales thermiques (y compris nucléaires) ne peuvent plus fonctionner et se déconnectent automatiquement du réseau, engendrant un black-out, c'est à dire un effondrement complet nécessitant de nombreuses heures pour revenir à la normale, voire plusieurs jours comme aux Etats-Unis en 2003.

Les réseaux électriques d'Europe continentale sont donc équipés d'automatismes qui, pour rétablir l'équilibre, coupent une partie de la consommation dès que la fréquence du réseau chute à 49 Hz. L'ajustement production-consommation devant être réalisé en quelques secondes, seules de telles coupures automatiques ont l'efficacité nécessaire. Les actions visant à augmenter la production sont beaucoup trop lentes (plusieurs minutes).

En France, ces automatismes équipent les réseaux de distribution. Le franchissement du seuil de 49 Hz provoque la déconnexion de lignes à Moyenne Tension (20 kV) alimentant environ 20 % de la consommation sur les réseaux de distribution, soit environ 15 % de la consommation nationale. Le choix des lignes concernées se fait conformément au plan de délestage préparé par RTE et EDF Distribution (et les autres entreprises locales de distribution) pour faire face à de tels déséquilibres entre production et consommation et sauvegarder la plus grande partie possible de l'alimentation du pays. Les lignes à Moyenne Tension sont ainsi réparties sur 5 « échelons », le premier étant équipé de relais fréquence-métriques réglés à 49 Hz. Conformément à l'arrêté du 5 juillet 1990, modifié en janvier 2005, les utilisateurs prioritaires (hôpitaux ...) sont affectés aux deux derniers échelons mis en œuvre en cas de délestage.

Quelques secondes après l'éclatement du réseau européen, alors que la fréquence a atteint 49 Hz, environ 5200 MW de consommation d'électricité sont 'délestés' en France. Ces délestages sont répartis sur tout le territoire (tous les départements de France continentale sont mis à contribution). Les autres pays de la région Ouest du réseau européen mènent des actions similaires²:

- 2550 MW dans la partie Ouest de l'Allemagne (la partie Nord-Est, dont Berlin, est dans la région avec un excédent de production, et n'est donc pas délestée),
- 2000 MW en Espagne (puissance consommée avant l'incident : 27 700 MW)
- 1500 MW dans la partie Ouest de l'Autriche
- 1500 MW en Italie (puissance consommée avant l'incident : 35 420 MW)
- 800 MW en Belgique (puissance consommée avant l'incident : 10 200 MW)
- 500 MW au Portugal (puissance consommée avant l'incident : 4 250 MW)
- 400 MW aux Pays-Bas (puissance consommée avant l'incident : 11 000 MW).

La chute de la fréquence est stoppée.

L'ensemble des pays concernés a donc bien réagi, avec une coupure immédiate et automatique d'environ 10 % de la consommation. La Suisse n'a pas délesté de consommation domestique. Elle bénéficie d'une dérogation temporaire de l'UCTE³ jusqu'à fin 2007, mais elle a contribué à stabiliser la fréquence par l'arrêt immédiat de plusieurs centaines de MW de pompes remontant l'eau dans les réservoirs de montagne (pour la turbiner de nouveau aux heures de pointe ultérieures). D'autres pays comme l'Italie ont également utilisé ce moyen pour réduire leur consommation.

La restauration de conditions normales d'exploitation

Dans les premières minutes qui suivent l'incident, le dispatching national de RTE lance des actions pour augmenter la production qui peut l'être rapidement, à savoir la production hydroélectrique. Cette opération ne permet pas de diminuer le nombre de consommateurs privés de courant, mais vise à réduire la durée de la coupure.

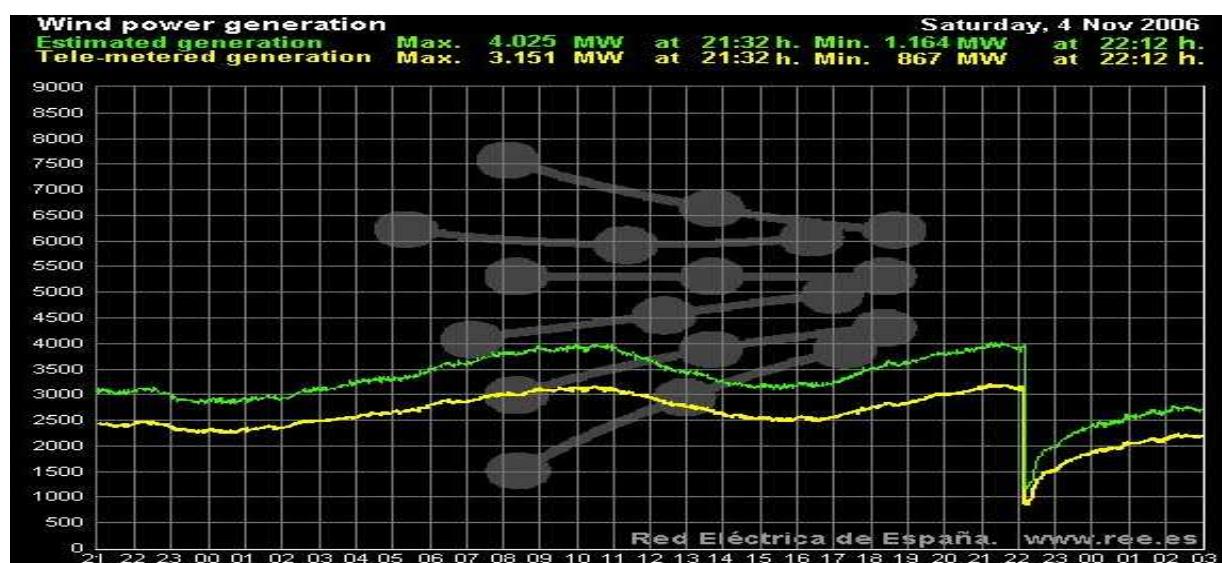
- A 22h15, démarrage de 2800 MW de production sur les usines de Bort, Montézic, Grand Maison, Villarodin, Sarran-Bromat.
- A 22h20, démarrage de 1140 MW de production sur Tignes, Super-Bissorte, La Bathie, Monteynard.
- A 22h24, la fréquence est rétablie à 50 Hz.
- A 22h30, le dispatching national demande aux gestionnaires de réseaux de distribution de « relester » (reconnecter) la moitié des consommations interrompues. La fréquence reste stable.
- A 22h40, le dispatching demande le « relestage » du reste des consommations interrompues. La production des usines hydrauliques de la Durance augmente de 1000 MW.
- A 22h50, les opérateurs allemands parviennent à reconnecter les 3 zones du réseau européen.
- A 23h00, l'ensemble des consommations en France est réalimenté.
- A 23h35, le réglage des échanges entre pays européens est redevenu normal.

² chiffres provisoires, à confirmer lors des investigations à venir

³ Union pour la Coordination de Transport d'Electricité en Europe, l'association de gestionnaires de réseaux qui est chargée des problèmes de sûreté du réseau interconnecté d'Europe continentale (Balkans compris). Les membres de l'UCTE s'engagent par contrat à respecter l'ensemble des règles connues sous le nom de 'Operation Handbook', qui couvre entre autres les situations d'urgence.

Quelques questions ouvertes

- La première question porte bien sûr sur les raisons qui ont transformé une manœuvre planifiée et connue en incident incontrôlé. Une commission d'enquête a été lancée par ETSO⁴ et l'UCTE, à la demande du Commissaire européen à l'Énergie Andris Piebalgs. Les analyses à mener sont complexes, et demanderont plusieurs jours voire plusieurs semaines. Un premier rapport devrait être rédigé pour fin novembre.
- La seconde question concerne le rôle éventuel de la production éolienne dans l'aggravation du problème dans la zone Ouest. Cette production est très sensible aux variations de fréquence et de tension. Dans plusieurs pays, dont la France, elle a été exonérée des obligations techniques auxquelles sont soumis les autres moyens de production. Un enregistrement sur le réseau espagnol montre que l'éolien a interrompu sa production lors de l'incident, et l'a donc aggravé (perte d'environ 2800 MW sur les 4000 produits, le parc éolien espagnol étant actuellement de 11 000 MW). Des phénomènes comparables, avec les mêmes causes mais une ampleur réduite, ont eu lieu en France avec la cogénération. L'effet précis de ces pertes de production après la baisse de fréquence devra être précisé par l'enquête.



- Enfin, on peut s'interroger sur l'adéquation des infrastructures de transport allemandes, très longues à construire du fait des difficultés pour obtenir les autorisations administratives (jusqu'à 10 ans avec les recours juridiques), alors que la production éolienne (20 000 MW en Allemagne) se développe beaucoup plus rapidement (3 ans pour réaliser un projet). Cette problématique s'amplifie d'ailleurs partout en Europe, France comprise.

⁴ ETSO est l'association des gestionnaires de réseau de l'Union Européenne plus la Suisse et la Norvège. ETSO est l'interlocuteur de la Commission Européenne et du Conseil des Régulateurs.