

L'incident du système électrique interconnecté européen du 4 novembre 2006. Les faits et leçons

■ André MERLIN¹, Jean-Pierre DESBROSSES²
Président d'honneur de RTE - Réseau de Transport d'Electricité¹
Directeur du dispatching national de RTE (Centre National d'Exploitation du Système)²

Traduction de Jean-Yves DELABRE
Conseiller auprès du directeur du CNES à RTE, Membre Senior de la SEE, Secrétaire du Club Technique SE
« Systèmes électriques » de la SEE

Préambule

L'incident qui a affecté le 4 novembre 2006 le réseau électrique ouest-européen interconnecté est le plus important qui ait affecté notre continent en termes de pays impactés ; vis-à-vis de l'impact sur les clients, il se situe juste après l'incident Suisse - Italie¹ du 28 septembre 2003, qui provoqua la coupure de toute la population italienne. L'incident du 4 novembre 2006, qui a trouvé son origine dans le réseau de transport d'électricité d'Allemagne du Nord, et a provoqué la coupure d'électricité de plus de 15 millions de foyers domestiques et la séparation du grand réseau européen de l'UCTE² en trois parties isolées les unes des autres.

L'événement initiateur survenu à 22 h 10, a provoqué une cascade de déclenchements – mises hors tension d'ouvrages de transport et de distribution – dont l'effet fût heureusement limité grâce aux décisions d'exploitation prises par les Gestionnaires de Réseaux de Transports – les GRT – des différents pays de l'UCTE, en application des règles de coordination en vigueur qui ont pour but d'éviter ou de limiter, dans le pire des cas, l'étendue d'un blackout.

L'UCTE, immédiatement à la suite de l'incident, a mis en place un comité d'investigation en lui confiant pour mission :

- de comprendre les causes de l'incident,
- d'analyser les responsabilités,
- d'identifier les causes profondes de l'incident,
- de proposer des recommandations d'actions correctives à la communauté des GRT au sein de l'UCTE ainsi qu'aux responsables nationaux et européens de régulation du secteur électrique.

La description détaillée des événements, basée notamment sur un rapport produit par le GRT allemand E-ON Netz et sur le rapport final de l'UCTE, permet aujourd'hui de tirer sans ambiguïté les leçons au niveau européen.

Les conditions de fonctionnement du système électrique juste avant l'incident

Ce soir du 4 novembre, le réseau électrique européen est exploité globalement de manière sûre ; la fréquence³ commune est très proche de la valeur de référence de 50 Hz. Conformément à cette période de week-end – nous sommes un samedi soir – la consommation d'électricité est assez basse ; il est à noter aussi que certaines lignes à très haute tension sont déconnectées du réseau pour raison d'entretien ; certains postes THT⁴ d'E-On Netz sont exploités

¹ « Blackout » : absence complète de tension électrique sur une zone, en l'occurrence ici toute l'Italie. Peut être traduit par le « noir total » : absence d'électricité.

² L'UCTE - Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité - est l'association des gestionnaires de réseaux électriques d'Europe continentale qui a pour mission de coordonner la sûreté du système électrique interconnecté et d'ériger les règles techniques communes d'exploitation. Le réseau interconnecté UCTE s'étend en Europe continentale jusqu'aux frontières avec les pays Baltes, la Biélorussie, l'Ukraine et la Turquie. Les pays du Maghreb sont raccordés de manière synchrone avec le réseau UCTE, par une liaison à courant alternatif. L'Angleterre, la partie insulaire du Danemark et les pays scandinaves sont raccordés de manière non synchrone grâce à des liaisons à courant continu.

³ La fréquence du réseau, exprimée en Hertz, est la résultante du bon équilibre offre-demande d'électricité sur l'ensemble des réseaux interconnectés des pays constituant le système synchrone UCTE. Des systèmes de régulation ont pour rôle de ramener en permanence cette fréquence à sa valeur de consigne de 50 Hz.

⁴ Les postes THT, à Très Haute Tension, soit à partir de 150 kV jusqu'à 400 kV, servent pour la plupart d'entre eux d'aiguillage et de transformation vers des tensions plus basses de distribution de l'énergie électrique. Selon le niveau de charge des ouvrages, grâce à des combinaisons d'aiguillages, il est possible, conformément aux ordres donnés par les dispatchings, de créer localement des nœuds électriques, ce qui force le courant électrique dans certaines directions, diminuant ainsi les risques de surcharge et les courants de court-circuit (ex. : au travers des disjoncteurs), ce qui permet aussi de se prémunir plus facilement d'aléas à venir sur le réseau et d'en limiter les conséquences.

avec deux nœuds électriques, pour raison de travaux ou par souci de maîtriser les transits et de limiter les courants de court-circuit. La production sur la zone UCTE est proche de 274 000 MW⁵, avec environ 15 000 MW d'origine éolienne concentrée au Nord de l'Allemagne et en Espagne.

Les programmes commerciaux d'échanges d'électricité entre pays et les flux physiques transfrontaliers sont conformes à ce qui est couramment observé dans le système UCTE, même si la situation de ce soir-là est particulière. Le seul point remarquable à noter est l'existence de flux physiques importants d'Allemagne vers les Pays-Bas et vers la Pologne, dus justement à la forte production d'électricité d'origine éolienne.

Séquence des événements

Dès le mois de septembre, le gestionnaire de réseau E-On Netz s'était vu adresser par les chantiers navals de Meyerwerft, situés au Nord-ouest de l'Allemagne⁶, une demande de déconnexion de la ligne double⁷ à 380 kV Diele-Conneforde, en vue de laisser passer un bateau de croisière sur la rivière Ems vers la mer du Nord le 5 novembre à 1 h du matin ; ce type de situation, qui implique des manœuvres de réseau, avait déjà été rencontré à plusieurs reprises sans problème par le passé. E.ON Netz avait informé TenneT and RWE TSO⁸ de son accord de principe, de façon que ces deux exploitants puissent mener les études de sécurité nécessaires en simulant cette situation en N-1⁹ sur leurs réseaux. Les résultats des simulations montrèrent que le niveau de charge du réseau serait élevé, sans pour autant compromettre la sûreté de fonctionnement du système électrique. Par précaution, la capacité de transfert¹⁰ d'Allemagne vers les Pays-Bas est réduite.

La veille des manœuvres prévues, le chantier naval demande d'avancer la mise hors tension de la ligne au 4 novembre à 22 h 00. Un accord provisoire est donné

alors par E-On Netz. Mais les deux GRT voisins TenneT et RWE TSO ne sont informés de ce changement qu'à 19 h 00 le jour même ; il en résulte que n'ont pas été lancées, en temps utile, des analyses de sécurité pour s'assurer de la viabilité de la nouvelle situation. TenneT procède à des modifications de prises sur ses transformateurs déphaseurs¹¹ situés à Meiden (frontière Pays-Bas - Allemagne). Dix minutes avant l'ouverture de la ligne double Diele-Conneforde, programmée pour 21 h 39, RWE TSO fait un calcul de répartition des transits et une analyse de sécurité en N-1, en conclut que le réseau sera fortement chargé, mais que la sûreté de fonctionnement ne sera pas menacée.

Selon le rapport établi par On Netz après l'incident, il se produit entre 22 h 05 et 22 h 07 un accroissement de la charge de la ligne à 380 kV Landesbergen-Wehrendorf¹², à un niveau tel qu'une alarme est déclenchée, et que les dispatchers de RWE TSO réagissent immédiatement et demandent à leurs collègues d'E-On Netz de ramener le flux électrique de ligne à un seuil acceptable pour la sûreté. E.ON Netz procède à une évaluation empirique des actions correctives nécessaires pour rétablir la situation, mais sans vérification du respect du critère N-1, en estimant que l'ouverture du couplage de barres¹³ au poste de Landesbergen sera suffisante pour réduire la charge de la ligne. Cette manœuvre hasardeuse est exécutée dans l'urgence à 22 h 10, sans aucune coordination avec RWE TSO. Le couplage de barres provoque le déclenchement immédiat de la ligne, qui conduit à une cascade de déclenchements successifs (effet domino) sur l'ensemble du système électrique UCTE ; il en résulte que celui-ci est découpé en trois grandes parties isolées les unes des autres.

Les analyses et simulations a posteriori ont montré que cette action de couplage de barres a eu un résultat contraire à ce qui avait été estimé par les dispatchers, à savoir que le courant de la ligne s'est accru au-delà des

⁵ MW=1000 kW. Un fer à repasser représente environ 1 000 W.

⁶ A proximité de la frontière néerlandaise.

⁷ Ligne double : ligne à deux circuits supportés par un seul pylône, ce qui réduit l'encombrement au sol des lignes électriques.

⁸ TenneT est le GRT néerlandais ; RWE TSO est l'un des quatre GRT allemands dont la zone d'action est située à l'Ouest et vers le Sud de l'Allemagne.

⁹ N-1 : il s'agit de la règle majeure de l'UCTE pour l'exploitation du système interconnecté. Quelle que soit la perte d'un élément du réseau (une ligne, une unité de production, un transformateur), le système électrique doit s'accommoder de la nouvelle répartition de charge du réseau, sans phénomène d'effondrement. Des calculs de sécurité permettent de simuler la situation à venir et de préparer les parades, ce qui est le rôle des dispatchings, les « aiguilleurs » du réseau.

¹⁰ La capacité de transfert est la capacité de transport offerte aux acteurs du marché qui veulent exporter (ou importer) d'un pays de l'UCTE vers un autre pays frontalier. Elle varie selon les charges des réseaux. Dans la situation considérée, la capacité de transfert a été réduite pour diminuer les flux physiques allant de l'Allemagne vers les Pays-Bas, du fait du volume important de production d'origine éolienne qui saturait déjà en partie le réseau.

¹¹ Transformateur déphaseur : il s'agit de transformateurs installés en ligne qui permettent, en modifiant l'écart de phase, de jouer le rôle d'un robinet et de limiter de manière manuelle l'intensité qui va traverser la ligne électrique. Cette manœuvre contribue aussi dans notre cas à limiter les flux d'Allemagne vers les Pays-Bas.

¹² Une ligne plus au Sud, frontalière entre la zone d'exploitation de E-On Netz et celle de RWE TSO.

¹³ Couplage de barres. Nous avons vu plus haut en remarques de bas de page que dans les postes, il était possible d'aiguiller les charges. En règle générale, un poste à haute tension est composé de deux jeux de barres auxquels sont raccordés des lignes, des unités de production et des transformateurs. On aiguille chacun d'eux à un seul jeu de barres (on parle de jeu de barres - trois barres - car le système est triphasé). Le couplage de barres - ou de jeux de barres - permet par l'action des disjoncteurs (un par phase) de relier ou séparer chacun des jeux de barres, permettant ainsi de forcer le chemin du courant électrique, allant à l'encontre de la répartition naturelle résultat des lois de Kirchhoff, le chemin de moindre impédance.

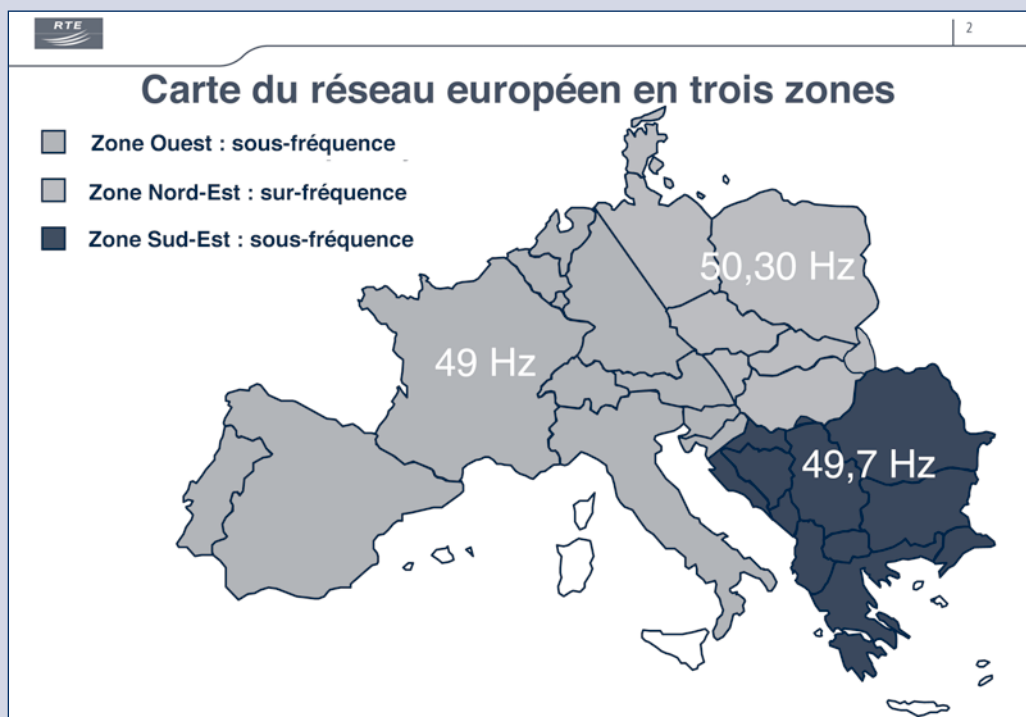


Figure 1. Séparation du réseau UCTE en trois zones.

valeurs limites acceptables, provoquant le fonctionnement de la protection¹⁴ installée au poste de Wehrendorf (exploité par le gestionnaire de réseau RWE TSO) à l'autre extrémité de la ligne.

Etat du réseau UCTE après l'incident

Le système électrique UCTE se fragmente en trois parties à 22 h 10 mn 28 s à la suite du déclenchement de la ligne d'interconnexion entre E.ON Netz et RWE TSO, par effet de cascade, avec une zone plus importante située à l'Ouest, une à l'Est, et la dernière au Sud-est. Des réseaux nationaux se retrouvent coupés en deux, en Allemagne, Autriche, Hongrie et Croatie. L'amplitude de chute de fréquence dans le réseau Nord-ouest provoque le déclenchement de la liaison entre l'Espagne et le Maroc.

Immédiatement après la séparation du réseau européen en trois zones, le volume de production total s'élève à 182 700 MW dont 6 500 MW d'éolien pour l'Ouest, 62 300 MW dont 8 600 MW d'éolien pour l'Est, et environ 29 100 MW pour le Sud-est (pas d'éolien dans cette zone au moment de l'incident).

La zone Ouest

La zone Ouest est composée du Benelux, de l'Espagne, de la France, de l'Italie, du Portugal, de la Suisse, ainsi que d'une partie des réseaux d'Allemagne, d'Autriche, de Hongrie et de la Croatie ; cette région très étendue est confrontée alors à un déficit important de production, estimé à 8 940 MW, à cause de la perte des importations en provenance des régions situées plus au Nord-est.

Le sévère déséquilibre offre-demande fait chuter la fréquence du réseau en moins de 8 secondes à 49 Hz, alors que la fréquence avant incident était de 50,0 Hz. Cela a pour conséquences un délestage automatique¹⁵ de charge de 17 000 MW et de 1 700 MW de centrales de pompes.

Un tel délestage, conforme aux règles UCTE, est conçu pour éviter l'incident généralisé suite à un déséquilibre offre-demande trop élevé. Il fait partie des "plans de défense"¹⁶ des réseaux dans chaque pays. Il est enclenché automatiquement pour limiter la chute de fréquence et permettre le retour aux valeurs normales de fonctionnement par les régulations fréquence-puissance.

¹⁴ Protection de ligne. Toutes les lignes sont protégées contre les courants de court-circuit et contre les surcharges. Une surcharge provoque une élévation de température qui dilate le câble, ce qui a pour effet de l'allonger et de le rapprocher du sol ou d'installations identifiées, avec le risque d'outrépasser les distances de sécurité.

¹⁵ Délestage : en situation d'urgence, dans la quasi-totalité des pays de l'UCTE, il est pratiqué le délestage automatique de la charge sur critère de baisse de fréquence pour rééquilibrer d'urgence la production et la consommation (équilibre offre-demande), surtout dans le but de maintenir en service le plus longtemps possible les unités de production connectées au réseau.

¹⁶ Plans de défense : il s'agit de mesures d'urgence mises en œuvre sans délai, voire entièrement automatiques, pour prévenir, puis limiter les conséquences d'un incident majeur.

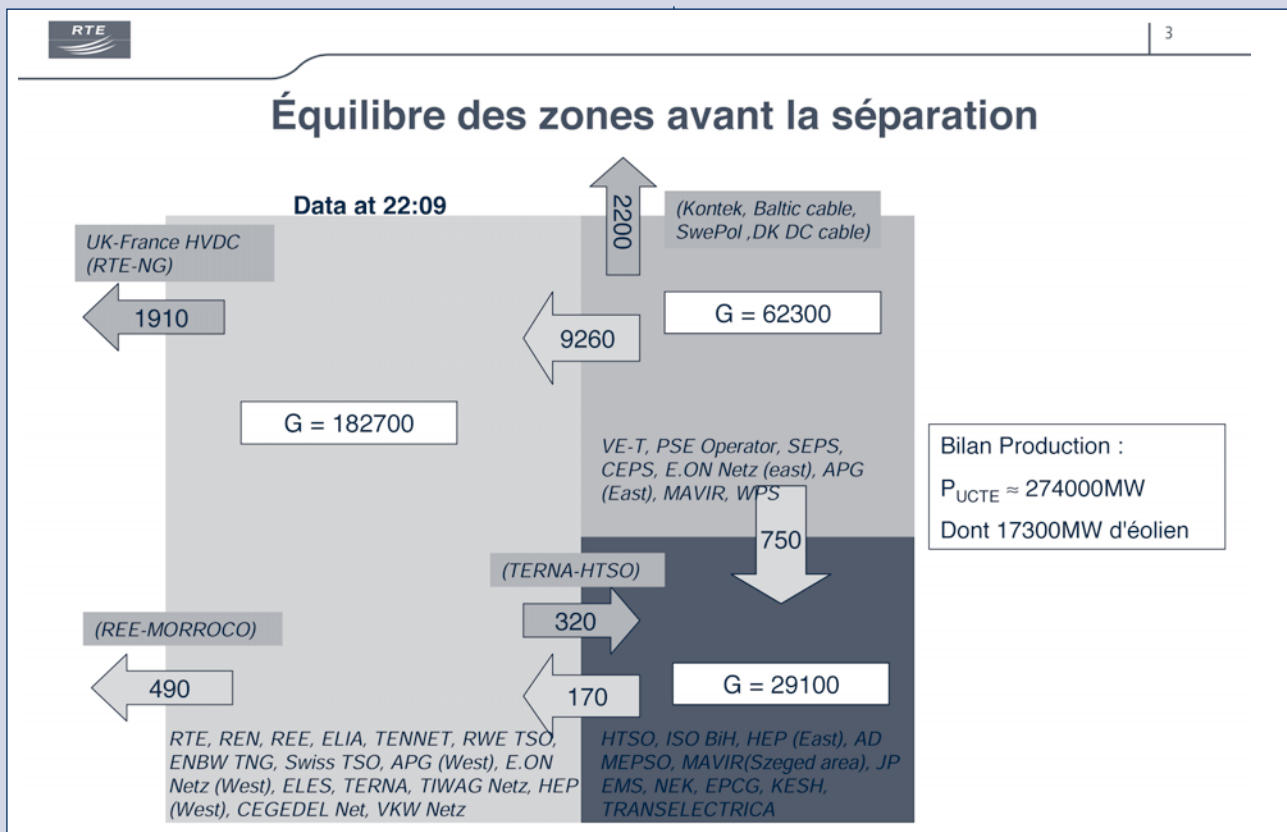


Figure 2. Production et flux juste avant la séparation des trois zones.

Malheureusement, sur l'à-coup de fréquence, des unités de production se découplent du réseau, accentuant ainsi le déséquilibre offre-demande sur la zone Ouest. Les groupes éoliens représentent environ 40 % de la production qui est ainsi perdue. On peut aussi noter que la chute de fréquence initiale de 1 Hz a provoqué la perte d'environ 30 % des installations de co-génération qui étaient en service avant l'incident. Rappelons que les gestionnaires de réseau de transport n'ont aucun moyen d'action directe sur les groupes éoliens et les co-générations qui sont raccordés aux réseaux de distribution. Ces installations de petite taille se sont ensuite reconnectées automatiquement au réseau lorsque les GRT ont réussi à ramener le système dans des conditions plus normales de fonctionnement, mais elles n'ont pas contribué au rétablissement de cette situation.

Après l'incident, les GRT donnent l'ordre de démarrer de la production hydraulique¹⁷ de façon à retrouver une valeur de fréquence de 50 Hz conformément à leurs plans

de reprise de service. Ceci s'effectue sans coordination entre GRT voisins, chacun appliquant ses propres règles conçues pour de telles situations. En conséquence la production remonte alors de 16 800 MW dans la zone Ouest.

Quelques minutes après l'incident, des GRT décident de bloquer leurs régulateurs fréquence-puissance pour pouvoir apprécier la situation. Certains passent/ont passé leur régulateur secondaire en fréquence pure¹⁸ à 22 h 30.

Le retour à la normale s'est donc opéré sans coordination entre GRT, ni connaissance correcte de l'état du réseau, alors que celui-ci résultait d'un découpage fortuit du système électrique européen.

La zone Nord-Est

Cette zone Nord-Est fait face aussi à un sérieux déséquilibre entre offre et demande d'énergie, mais cette fois avec une surproduction d'environ 10 000 MW. Cet excédent vient du fait qu'avant la séparation des flux très importants partaient vers l'Ouest et le Sud - une situation

¹⁷ La production hydraulique, en particulier celle adossée à des barrages de haute chute, a l'avantage de fournir la puissance maximale des installations en quelques minutes. Ce qui contribue dans notre cas à un rééquilibrage accéléré de la demande. Il est à noter que les unités de production thermique (à flamme) n'ont pas cette faculté pour des raisons d'inertie des systèmes et de gradients de température qui ne seraient pas compatibles avec les constituants matériels. Il faut par exemple huit heures entre l'instant du couplage au réseau d'une unité froide de production au charbon et sa pleine puissance.

¹⁸ Les régulateurs fréquence-puissance sont destinés à réguler la production d'une zone en fonction de la demande et du bilan des échanges (production+imports = consommation + exports). Le passage en fréquence pure oblige la production à suivre l'évolution de la fréquence indépendamment du bilan des échanges : la production croît si la fréquence est inférieure à 50 Hz et inversement.

typique de cette région, mais amplifiée par la forte production éolienne du Nord de l'Allemagne.

En conséquence la fréquence de la zone grimpe rapidement à 51,4 Hz, valeur ramenée à 50,3 Hz par l'action du réglage primaire automatique¹⁹, par les mesures d'urgence, de la régulation de vitesse de certaines unités de production - et par le déclenchement d'unités de production éolienne sensibles à l'accroissement de la fréquence. Près de 6 200 MW d'éolien se séparent du réseau, contribuant à compenser le déséquilibre production-consommation durant les premières secondes suivant la séparation de la zone.

Les régulateurs fréquence-puissance de certains GRT sont passés en fréquence pure, ce qui doit assurer une réponse adaptée aux valeurs exceptionnelles de sur-fréquence de 300 mHz pour la ramener dans la plage de 50 Hz \pm 180 mHz définie par l'UCTE.

Après leur déclenchement, les unités de production éolienne commencent alors à se « re-coupler » au réseau automatiquement dans les parties allemande et autrichienne de cette zone Nord-est et augmentent leur production, action qui va à l'encontre de la réduction de puissance qui était nécessaire pour rétablir l'équilibre offre-demande dans la zone. En réaction, des GRT font baisser de la production sous leur contrôle et démarrer des groupes hydrauliques en pompage²⁰.

La fréquence observée de 50,3 Hz à 22 h 13 fait une excursion à 50,45 Hz à 22 h 28 pour revenir lentement à 50,3 Hz.

Cette re-connexion de l'éolien hors contrôle des GRT au Nord de l'Allemagne, combinée avec la baisse du thermique classique en Pologne et en République tchèque, change notablement les flux sur le réseau. Des flux très importants vers ces deux pays conduisent le système électrique à ses capacités limites de transport pour atteindre un niveau inacceptable, avec apparition de surcharges de ligne qui requièrent des mesures d'urgence de la part des GRT. La règle du N-1 n'est plus respectée ; à ce moment, la perte de tout élément supplémentaire du système électrique aurait conduit à de nouvelles surcharges et à de probables déclenchements en cascade, avec pour perspective l'effondrement total de la zone²¹.

La zone Sud-est

La troisième zone séparée, constituée des pays du Sud-est, qui inclut une petite partie de Hongrie, accuse un léger déficit de production de 770 MW. Comme la fréquence durant l'incident est restée loin du seuil de déles-

tage de 49 Hz, aucune charge n'a été coupée par les systèmes automatiques du plan de défense. La fréquence chute à 49,79 Hz au moment de la séparation pour se stabiliser rapidement à 49,98 Hz, valeur acceptable.

La resynchronisation des trois zones

La resynchronisation des réseaux séparés est tentée rapidement en Allemagne, en Autriche, en Croatie, en Roumanie, et dans la partie ouest de l'Ukraine normalement connectée au système UCTE. Les GRT tentent de reconnecter les lignes qui ont déclenché sur leur territoire (et qui ont conduit à la séparation de leur propre réseau en deux parties), sans coordination particulière entre eux. Des essais très hasardeux ont lieu sans succès ou réussissent pour de courtes périodes de quelques secondes.

La première resynchronisation définitive concerne la ligne à 380 kV Bechterdissen-Elsen (entre les zones Ouest et Nord-est en Allemagne) à 22 h 47²² avec un écart de fréquence inter-zones de 180 mHz. Une autre action de resynchronisation avec le Sud-est a lieu deux minutes plus tard avec la reconnexion de la ligne Mukachevo-Rosiori (Ukraine-Roumanie).

Principales causes de l'incident identifiées par l'UCTE

Critère N-1 non respecté

Les résultats de simulations a posteriori, réalisés par le comité d'investigation constitué par l'UCTE, ont confirmé que le critère N-1 de l'UCTE n'a pas été respecté dans le réseau E-On Netz. Le « N-1 » est la règle clé pour se prémunir contre les incidents. Cette règle stipule que la perte d'un simple élément du réseau (déclenchement d'une unité de production, d'une ligne de transport ou d'un transformateur) ne doit pas menacer la sûreté d'exploitation du système interconnecté, ni en conséquence provoquer la perte de consommation dans les réseaux voisins. Selon le référentiel d'exploitation de l'UCTE (« UCTE Operation Handbook » – le corps des règles communes pour le fonctionnement du système UCTE), chaque GRT doit être capable de vérifier qu'il respecte le critère N-1 dans les étapes de préparation de l'exploitation jusqu'au temps réel.

L'évaluation des conditions du «N-1» par E-ON Netz ne s'est pas appuyée sur les résultats de calculs de sécu-

¹⁹ Le réglage primaire est un réglage automatique qui libère son action en moins de trente secondes consistant à contrarier les variations de fréquence (la production croît si la fréquence baisse et inversement, autour de la valeur de référence de 50 Hz). La puissance réglante du réseau UCTE correspond actuellement à près de 20 000 MW/Hz : une chute de 1 Hz correspond à la perte de 20 000 MW.

²⁰ Passage en pompage des centrales hydrauliques de pompage-turbinage pour augmenter la charge du réseau. En pompage (remontée d'eau du bassin inférieur vers le bassin supérieur), la centrale est considérée comme une charge (consommation) sur le réseau.

²¹ Cette situation pré-catastrophique est par chance restée stable jusqu'à la re-connexion des réseaux.

²² L'incident européen aura duré 37 minutes, sans compter le temps de retour à la normale pour les consommateurs coupés, ce qui fut fait en moins d'une heure en France.

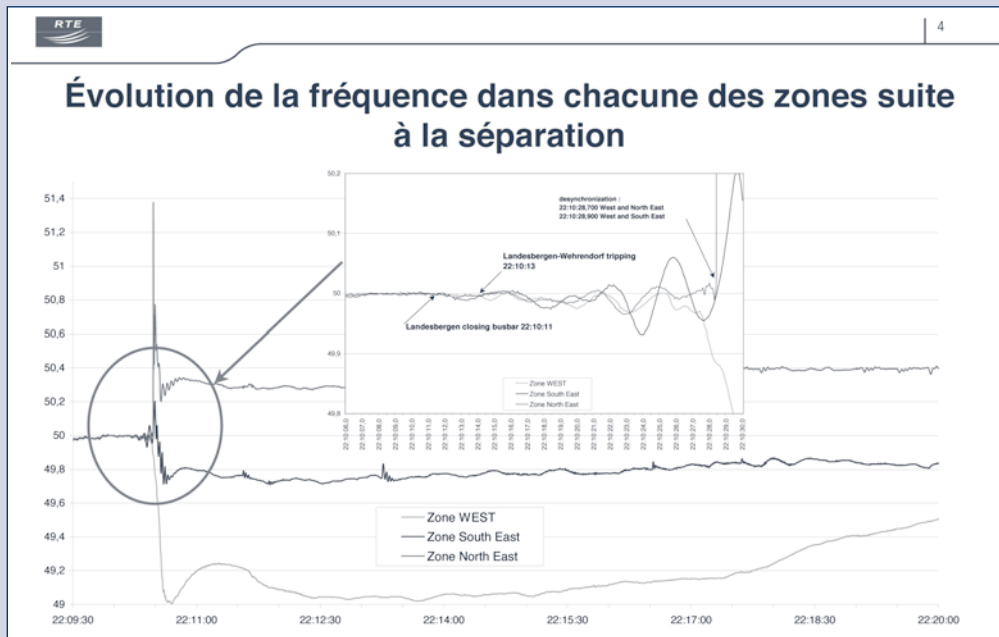


Figure 3. Enregistrements de la fréquence du système électrique européen après la séparation en trois zones.

rité en N-1, ni sur une correcte estimation des évolutions des conditions de fonctionnement de son réseau. L'impact en terme de N-1 de l'indisponibilité de la ligne double Conneforde-Diele, avec le changement de topologie du réseau (fermeture du couplage) effectué au poste de Landesbergen, n'a pas été vérifié à l'avance.

Coordination inappropriée entre GRT

Des actions préliminaires ont bien été réalisées en temps utile par les GRT E.ON Netz, RWE TSO et TenneT pour l'ouverture²³ de la ligne 380 kV Diele-Conneforde, initialement programmée le 5 novembre de 1 h 00 à 5 h 00. Cependant EON Netz a communiqué trop tardivement le changement de programme à ses voisins, les privant de toute possibilité de préparation de l'exploitation en temps opportun, qui aurait pu les conduire à adopter des mesures préventives comme le stipulent les règles UCTE. Ces règles demandent que les GRT voisins dialoguent pour préparer l'exploitation en commun, en menant des simulations en N-1, de façon à détecter les contraintes du réseau à l'avance pour mettre en œuvre les parades qui permettront de lever les congestions du réseau (surcharges, goulots d'étranglement).

En outre, les dispatchers d'E.ON Netz n'avaient pas conscience que le réglage des protections de la ligne Landesbergen-Wehrendorf n'avait pas la même valeur aux deux extrémités²⁴, alors que cette information se

serait révélée comme de la plus haute importance étant donné les flux élevés sur cette ligne.

Autres causes de l'incident

Déclenchement des unités de production

Un grand nombre d'unités de production dans la partie Ouest ont déclenché, se séparant du réseau, à cause de la chute rapide fréquence. Cela a contribué à la détérioration de la situation et a également retardé le retour à la normale. Les valeurs de production des centrales ne sont pas accessibles en temps réel pour certains GRT²⁵, ce qui constitue une gêne pour évaluer en permanence les conditions de fonctionnement du système électrique. De plus, dans la zone Nord-est, la re-connexion non coordonnée²⁶ des unités de production éolienne raccordées aux réseaux de distribution a conduit à de très graves conditions d'exploitation, et a contribué à retarder de manière significative le retour à la normale.

Actions pour lever les contraintes et congestions

Les GRT peuvent s'appuyer sur différentes mesures relatives, soit au réseau, soit au marché de l'électricité pour assurer le bon fonctionnement du système électrique en situation d'urgence. L'incident montre que l'application de certaines mesures, qui consistent à réduire les

²³ Ouverture d'une ligne : ouverture des disjoncteurs qui revient à interrompre le courant dans l'ouvrage. La reffermeture permet le passage du courant.

²⁴ La valeur des protections de la ligne est plus basse du côté de RWE TSO.

²⁵ En Allemagne, les GRT ne disposent pas de la valeur des injections de production dans le réseau en temps réel.

²⁶ On pourrait même dire anarchique.

capacités de transfert entre pays, ou à procéder au redispatching²⁷ de la production, connaît des restrictions dans certains pays lorsque l'on s'approche de l'exploitation en temps réel.

Formation des dispatchers

Cet incident montre le besoin de disposer de dispatchers très professionnels en salles de contrôle, qui sachent au mieux se coordonner avec leurs voisins. Une très bonne connaissance des réseaux voisins et de leurs modes de fonctionnement, comme de leurs procédures appliquées en salle de contrôle, et une formation poussée aux cas d'urgence et à la reconstitution du réseau, restent des facteurs clés pour faire face aux situations critiques.

Autres faits à noter

Plans de défense et de reconstitution du réseau

Le délestage automatique de la charge a été mis en oeuvre de manière différenciée d'un GRT à l'autre dans la zone Ouest. Les règles UCTE exigent un premier seuil de délestage automatique dès 49 Hz (jusqu'à 47,5 Hz), mais il n'existe pas de règle quant aux échelons intermédiaires, ni à la profondeur du délestage. Il n'existe pas de cadre réglementaire harmonisé et la mise en oeuvre du délestage se fait de manière subsidiaire par chaque pays. De plus, le retour d'expérience a montré que le délestage, censé survenir à 49 Hz, s'active dans les faits à une valeur de la fréquence qui dépend de la sensibilité des équipements de délestage.

Ensuite, la phase de reprise de service a été effectuée avec des pratiques très variables dans les différents pays, et le retour d'expérience montre que cela ne s'est pas fait dans des conditions sûres. Certains gestionnaires de réseaux de distribution ont commencé à réalimenter leurs clients sans se concerter avec leur gestionnaire de réseau de transport, alors que l'accroissement de la charge qui en résultait venait s'opposer au rétablissement de l'équilibre offre-demande qui était en cours, et que la fréquence était encore très basse.

Resynchronisation

La re-synchronisation des trois zones séparées de l'UCTE a démarré près de 40 minutes après la fausse manœuvre de couplage de barres et duré moins de deux heures. Elle a été menée de manière totalement décentra-

lisée²⁸ avec une coordination minimale entre pays concernés. Néanmoins²⁹, cela étant considéré comme la raison d'une si rapide reprise de service, il reste la question de savoir quel niveau de coordination est nécessaire dans de telles situations.

Leçons de cet incident au niveau européen

Bien que par chance cet incident du 4 novembre ne se soit pas transformé en blackout généralisé, l'UCTE a tiré sans délai les leçons en vue d'améliorer ses règles du « Operational Handbook » pour la sûreté de fonctionnement.

En s'appuyant sur les plus récents incidents de grande ampleur survenus aux Etats-Unis et au Canada, le 14 août 2003, le black-out en Italie, le 28 septembre 2003, et cet incident européen du 4 novembre 2006, on peut mettre en évidence plusieurs causes similaires. Il est aisé d'en tirer quelques constats :

- L'estimation inappropriée de la situation qui a conduit au non respect des règles de sûreté de fonctionnement du réseau ;
- La faiblesse de la coordination entre les GRT concernés ;
- Les conflits d'intérêts là où peuvent cohabiter ISO et TO³⁰ (maintenance, coûts, investissement) ;
- De mauvaises décisions prises par les opérateurs en situation critique, et le manque de coordination aux frontières entre GRT ;
- La manqué de clarté des obligations pour les installations de productions décentralisées dans les réseaux de distribution (performances du réglage de la fréquence et de la tension du réseau, pilotage du temps réel) ;
- Le manque d'infrastructures de transport (délai d'obtention des autorisations à construire).

Progrès récents dans l'Union européenne

De façon à mettre en oeuvre la régulation la mieux adaptée en Europe pour s'assurer de l'efficacité des GRT et du système électrique, des perspectives ont été dégagées, qui consistent en :

- La création d'un groupe formel des GRT qui proposera notamment les règles de sûreté de fonctionnement, proche du modèle « ERO³¹ » adopté aux USA,
- La création d'un centre européen³² de coordination

²⁷ Les mesures relatives au marché diffèrent d'un pays à l'autre. La réduction des capacités de transfert a pour conséquence de réduire les flux. Le redispatching consiste à déplacer les injections de production d'une région à l'autre pour soulager le réseau là où il est congestionné.

²⁸ A vrai dire "à l'aveugle", car aucun GRT ne disposait de l'état du réseau UCTE.

²⁹ ET aussi surprenant que cela puisse paraître.

³⁰ ISO : Independent System Operators en charge de la gestion des flux sur les réseaux de transport TO - Transmission Operators - en charge des installations de transport (maintenance, coûts, investissements).

³¹ ERO : Electric Reliability Organization to establish and enforce mandatory reliability standards of the North American electric system, including elements in Canada and Mexico. The ERO will collect dues from bulk power system owners and operators and have the authority to fine those not in compliance.

³² Voire de plateformes régionales de coordination.

dont la mission sera de prévenir et de limiter les risques de blackout dus notamment aux importants transferts d'énergie transfrontaliers et à la production intermittente (éolien),

- Une meilleure harmonisation de la régulation entre les pays de l'UE.

Ces améliorations ambitieuses envisagées devraient contribuer, d'une part, à renforcer et à adapter les infrastructures de transport en Europe plus rapidement, en raccourcissant les délais pour la construction de nouveaux ouvrages, et d'autre part, à faciliter l'analyse des prévisions de l'équilibre offre-demande d'électricité dans chacun des états membres - à consolider au niveau européen, donnant des signaux de long terme en faveur des investissements de production et de transport.

A la lumière des causes de cet incident du 4 novembre et des leçons qui en ont été tirées, il apparaît déjà des éléments favorables dans les documents publiés par les institutions européennes et le 3^{ème} "paquet énergétique" des nouvelles directives qui touchent le secteur électrique. Il est souligné le besoin de renforcer l'harmonisation de la régulation qui a un impact sur la structure des GRT dans le souci de la coordination sur le long terme et des règles de sécurité (sur base du modèle ERO à compléter). Un média-

teur européen a été désigné pour chaque projet de nouvelle grande ligne d'interconnexion, avec pour objectif de limiter à cinq ans la durée nécessaire pour approuver les procédures de décisions. On notera aussi la consolidation des perspectives d'équilibre production-consommation d'énergie électrique, le plan de développement des technologies au niveau européen, et l'accent mis sur la capture et le stockage de CO₂ et les énergies renouvelables.

Conclusions générales

L'incident du 4 novembre 2006, qui fait suite à celui survenu le 14 août 2003 aux Etats-Unis et au Canada, et à l'incident Suisse-Italie du 28 septembre 2003, conduit au constat que la sûreté de fonctionnement des grands systèmes électriques ne peut jamais être totalement garantie, et montre à l'évidence le rôle essentiel du cadre réglementaire adapté au marché de l'électricité en profonde mutation. Tous ces événements ramènent aux fondamentaux. Il est de la plus haute importance que les GRT aient à leur disposition tout ce qui est utile pour assurer leurs missions, dans le respect de la plus stricte neutralité et dans une parfaite indépendance vis-à-vis des acteurs du marché de l'électricité.

Traduction de l'article paru dans ELECTRA, le journal du CIGRE