

**RAPPORT D'ENQUÊTE DE LA COMMISSION DE  
RÉGULATION DE L'ÉNERGIE SUR LA PANNE  
D'ÉLECTRICITÉ DU SAMEDI 4 NOVEMBRE 2006**

*Paris, le 7 février 2007*

# PRÉAMBULE

Le présent rapport d'enquête est relatif à la panne d'électricité qui a touché plusieurs pays européens le 4 novembre 2006.

Dans la soirée du samedi 4 novembre 2006, peu après 22h10, une partie de l'Europe de l'Ouest a été privée d'électricité pendant près de deux heures, à la suite d'un incident important qui s'est produit sur le réseau à très haute tension en Allemagne. Cette panne d'électricité a touché environ 15 millions de clients, dont 5 millions en France. Elle a affecté l'Allemagne, la France, l'Italie, l'Espagne, le Portugal, la Belgique, la Croatie, l'Autriche, la Slovénie et le Luxembourg, mais aussi, dans une moindre mesure, les Pays-Bas et la Suisse.

Dans un communiqué de presse publié le 5 novembre 2006, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a annoncé sa décision de lancer sa propre enquête pour établir la chronologie des faits et les causes précises de cette panne d'électricité.

Les éléments présentés, ci-dessous, sont principalement issus des données transmises aux différents régulateurs européens par les gestionnaires de réseaux de transport et des données publiées sur les sites Internet de ces derniers.

L'enquête réalisée par la CRE a été menée avec l'appui technique de Monsieur Jean-Luc Thomas, Professeur Titulaire de la Chaire d'Électrotechnique au Conservatoire national des arts et métiers (CNAM). Les opinions exprimées dans ce rapport n'engagent que la CRE.

# SOMMAIRE

## RESUMÉ

## CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

1. - La panne d'électricité du 4 novembre 2006 a pour origine un non-respect des règles de sûreté d'exploitation dans la zone de contrôle E.ON Netz ..... 10
2. - Le système électrique français a largement contribué à la sauvegarde du système électrique européen ..... 10
3. - La CRE partage pleinement les conclusions du rapport final des régulateurs européens sur les enseignements à tirer de la panne d'électricité du 4 novembre 2006 ..... 11
  - 3.1. - Les règles d'exploitation doivent devenir juridiquement contraignantes au niveau européen ..... 12
  - 3.2. - Les règles d'exploitation et la coordination entre les gestionnaires de réseaux de transport en Europe doivent être améliorées ..... 12
  - 3.3. - Le comportement de la production décentralisée doit être pris en compte dans l'évaluation de la sûreté du système interconnecté ..... 13
  - 3.4. - Le plan de délestage français doit être contrôlé régulièrement ..... 13

## RAPPORT TECHNIQUE

1. - Introduction ..... 16
2. - L'organisation du système électrique européen ..... 16
  - 2.1. - Le réseau interconnecté de l'UCTE ..... 17
  - 2.2. - L'organisation du système électrique allemand ..... 18
3. - L'état du système électrique avant l'incident ..... 20
  - 3.1. - La situation en Europe ..... 20
  - 3.2. - La situation en France ..... 20
4. - L'ouverture d'une ligne électrique en Allemagne à l'origine des événements ..... 21
  - 4.1. - La préparation de l'ouverture de la ligne double 380 kV Diele – Conneforde en Allemagne ..... 21
  - 4.2. - L'état du réseau allemand avant l'ouverture de la ligne double 380 kV Diele – Conneforde ..... 23
  - 4.3. - Les événements survenus entre 21h29 et 22h10 sur le réseau allemand ..... 24
5. - La séparation du réseau de l'UCTE en trois zones ..... 27
  - 5.1. - Conséquences de l'incident sur le réseau interconnecté de l'UCTE ..... 27
  - 5.2. - Le comportement de la production d'électricité ..... 31
6. - Mise en œuvre des plans de défense en France et dans la zone Ouest de l'UCTE ..... 33
  - 6.1. - Actions de sauvegarde et plan de défense ..... 33
  - 6.2. - Les règles d'exploitation de l'UCTE et les dispositions réglementaires françaises .. 34
  - 6.3. - La mise en œuvre des délestages fréquentométriques dans la Zone Ouest le 4 novembre 2006 ..... 36
  - 6.4. - La mise en œuvre des délestages fréquentométriques en France ..... 37
7. - Le retour au fonctionnement normal du système ..... 39
  - 7.1. - La reprise progressive de l'alimentation dans la zone Ouest ..... 39
  - 7.2. - La reconstitution du réseau interconnecté de l'UCTE ..... 41
8. - La coordination et les échanges d'information entre les GRT ..... 41
  - 8.1. - Lors de la phase de planification ..... 41

8.2. - Lors de l'incident .....	41
8.3. - Lors de la phase de restauration du système .....	41
Annexe 1 : Le réglage fréquence/puissance active .....	43
Annexe 2 : Liste des abréviations .....	44
Annexe 3 : Liste des figures .....	45

# **RAPPORT D'ENQUÊTE DE LA COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE SUR LA PANNE D'ÉLECTRICITÉ DU SAMEDI 4 NOVEMBRE 2006**

## **RÉSUMÉ**

Le 4 novembre 2006, un incident de grande ampleur survenu sur le réseau interconnecté européen à très haute tension a privé d'électricité 15 millions d'habitants de l'Ouest de l'Europe pendant près de deux heures. Compte tenu de la dimension européenne de la panne d'électricité, le Groupe des régulateurs européens de l'électricité et du gaz (ERGEG<sup>1</sup>) a mené une enquête dont le rapport final a été rendu public le 6 février 2007.

Pour sa part, compte tenu des conséquences constatées sur le territoire national, la CRE a décidé, dès le 5 novembre 2006, de mener sa propre enquête pour informer les consommateurs français de la chronologie des faits et des causes précises de cet incident.

## **La chronologie des faits**

Dans la soirée du 4 novembre 2006, le gestionnaire de réseau de transport d'électricité du Nord de l'Allemagne, E.ON Netz, a mis hors tension une ligne électrique double à très haute tension (380 kV) enjambant la rivière Ems, pour permettre le passage, en toute sécurité, d'un paquebot devant rejoindre la mer du Nord.

Une demi-heure plus tard, le report de charge qui a suivi cette manœuvre, additionné à une augmentation des flux, a entraîné le déclenchement par surcharge d'une ligne située plus au Sud. Il s'en est suivi le déclenchement en cascade d'une quinzaine de lignes à très haute tension par reports de charge successifs conduisant à la séparation en trois zones du réseau électrique interconnecté continental européen.

La séparation du réseau interconnecté a entraîné des déséquilibres instantanés entre la production et la consommation d'électricité dans chaque zone. En France et dans toute la zone Ouest, ce déséquilibre a fait chuter la fréquence de 50 à 49 Hz.

Conformément au plan de défense prévu dans ce type de situation, le délestage automatique et sélectif d'une part de la consommation était nécessaire pour éviter un effondrement total du système électrique (*black-out*).

En France, le déclenchement de ce plan de défense a conduit, vers 22h10, au délestage de près de 6.300 MW de consommation répartis sur l'ensemble des départements métropolitains continentaux. Ces interruptions d'alimentation électrique ont duré le temps nécessaire aux gestionnaires de réseaux de transport européens pour obtenir le démarrage de nouveaux moyens de production et rétablir des conditions acceptables de fonctionnement du système électrique. Entre 22h30 et 23h10, la reprise de l'alimentation de l'ensemble des consommateurs français affectés par cet incident était réalisée. Par ailleurs, peu avant 23h00, les gestionnaires de réseaux de transport concernés ont pu remettre sous tension les lignes qui avaient déclenché pour reconstituer le réseau interconnecté européen.

## **Les causes de la panne d'électricité**

La première des causes majeures de la panne d'électricité du 4 novembre 2006 est l'exécution de manœuvres inappropriées à la situation réelle du réseau de transport d'électricité par le gestionnaire du réseau du Nord de l'Allemagne, E.ON Netz. La seconde cause majeure de cette panne est la combinaison de l'existence de disparités entre les États membres de l'Union européenne dans le contrôle du niveau de sûreté d'exploitation du réseau (notamment pour la règle de sécurité dite du « *N-1* ») et du manque de coordination entre les gestionnaires de réseau de transport. Cette situation est rendue possible par le fait que, d'une part, les règles

---

<sup>1</sup> ERGEG : *European Energy Regulators Group for Electricity and Gas*.

techniques de sécurité, élaborées et appliquées sur une base purement volontaire par les gestionnaires de réseaux de transport en Europe, associés au sein de l'Union pour la coordination du transport d'électricité (UCTE), sont juridiquement non-contraignantes, imprécises et sujettes à interprétation (par exemple la règle de sécurité dite du « *N-1* ») et que, d'autre part, ces règles techniques sont incomplètes, notamment en matière de coordination entre les gestionnaires de réseaux de transport.

Les conséquences de cette panne d'électricité ont été aggravées par le comportement d'ensemble de la production décentralisée. Dans la plupart des pays européens, ce comportement a été marqué par le caractère aléatoire des déconnexions et des reconnexions des centrales éoliennes, qui n'a pu être compensé efficacement du fait de la faiblesse des informations accessibles en temps réel aux gestionnaires de réseaux de transport sur la puissance injectée par les réseaux de distribution en provenance de ces installations de production. En France, 2.882 MW de production décentralisée se sont découplés du réseau lors de la chute de fréquence. Il s'agissait, pour l'essentiel, de centrales de cogénération.

## **Les recommandations de la Commission de régulation de l'énergie**

Compte tenu des informations dont elle dispose, la CRE est d'avis que la mise en œuvre des conclusions du rapport final publié le 6 février 2007 par l'ERGEG aurait permis de prévenir l'incident du 4 novembre 2006 et, à tout le moins, d'en limiter les conséquences sur les consommateurs français.

Il paraît, en effet, nécessaire que la coordination des gestionnaires de réseaux européens soit rendue plus efficace en matière de prévision des flux d'énergie, de gestion de ces flux en temps réel, de mobilisation des réserves d'exploitation disponibles et de mesures d'urgence telles que délestages et relestages.

Les règles d'exploitation doivent être rendues plus précises. Tel est notamment le cas pour celles se rapportant au contrôle du niveau de sûreté d'exploitation du réseau (règle de sécurité dite du « *N-1* »), à l'organisation des délestages et à la phase de réalimentation des consommateurs délestés.

Le déroulement de l'incident du 4 novembre 2006 fait apparaître la nécessité que, d'une part, les exigences en matière de stabilité des installations de production décentralisée lors de la survenue de variations de la fréquence du réseau interconnecté synchrone soient plus contraignantes dans l'intérêt de l'ensemble des consommateurs qui sont raccordés à ce réseau et que, d'autre part, les gestionnaires de réseaux de transport bénéficient de meilleures informations en temps réel sur le comportement de ces installations de production décentralisée afin de pouvoir compenser plus efficacement les évolutions aléatoires de ce comportement.

En France, la CRE constate que le système électrique français a largement contribué à réduire les conséquences de la panne sur le système électrique européen. Certaines règles mises en œuvre par le gestionnaire du réseau de transport français, RTE, mériteraient d'être généralisées à l'échelle européenne. Toutefois, certaines insuffisances constatées dans la mise en œuvre des mesures palliatives d'urgence conduisent la CRE à recommander, d'une part, que les gestionnaires des réseaux de distribution tirent toutes les conséquences du retour d'expérience sur le fonctionnement des dispositifs de délestage afin d'en limiter les dysfonctionnements à l'avenir et, d'autre part, que tous les gestionnaires des réseaux de distribution contribuent équitablement au maintien de l'équilibre entre la production et la consommation lors de la mise en œuvre des délestages.

Compte tenu des différences persistantes entre les approches nationales de ces questions et de l'insuffisance constatée de l'application de règles communes élaborées dans un cadre purement volontaire par les gestionnaires de réseau de transport, il apparaît urgent de renforcer la sûreté du réseau européen en instaurant, dans un cadre légal adapté, de nouvelles règles techniques harmonisées et juridiquement contraignantes dont le respect devra faire l'objet d'un contrôle externe rigoureux.



# **RAPPORT D'ENQUÊTE DE LA COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE SUR LA PANNE D'ÉLECTRICITÉ DU SAMEDI 4 NOVEMBRE 2006**

## **CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS**

## **1. - La panne d'électricité du 4 novembre 2006 a pour origine un non-respect des règles de sûreté d'exploitation dans la zone de contrôle E.ON Netz**

Tous les éléments disponibles font apparaître le rôle joué par E.ON Netz dans l'incident à l'origine de la panne d'électricité du 4 novembre 2006.

Dans son rapport publié le 14 novembre 2006, E.ON laisse entendre que des « *erreurs humaines* » auraient été à l'origine des surcharges de certaines lignes électriques. Cependant la responsabilité de l'incident ne peut être attribuée seulement aux opérateurs du centre de conduite qui, comme le rappelle E.ON Netz dans son rapport, se sont conformés à ses propres règles internes. Les causes principales de cet incident sont plutôt liées à l'insuffisance des règles de sécurité appliquées par E.ON Netz et au manque de coordination entre les gestionnaires de réseaux de transport. Il apparaît, ainsi, que les méthodes et les critères techniques utilisés pour s'assurer de la sûreté du système diffèrent selon les gestionnaires de réseaux transport et, donc, que les règles de sécurité publiées par l'UCTE sont insuffisamment précises et sans valeur contraignante.

Ce constat vient confirmer celui fait par les régulateurs italien (AEEG<sup>2</sup>) et français après le *black-out* italien du 28 septembre 2003 provoqué par des défaillances qui avaient pour origine le réseau de transport d'électricité suisse. Ce *black-out*, tout comme la panne d'électricité du 4 novembre 2006, trouvait son origine dans un pays caractérisé par une pluralité de gestionnaires de réseaux de transport, insuffisamment coordonnés entre eux et dont la culture technique est traditionnellement fondée sur l'« *auto régulation* » plutôt que sur le contrôle externe.

Dans leur rapport commun publié le 22 avril 2004, la CRE et l'AEEG avaient demandé que la coordination entre les gestionnaires de réseaux de transport soit renforcée pour la phase de préparation et l'exploitation en temps réel des réseaux interconnectés. Il était, également, demandé que le respect des règles de l'UCTE, qui ne sont encore que des règles de bonne conduite sans valeur juridiquement contraignante, devienne obligatoire et soit contrôlé, notamment, par la mise en place, dans les pays où cela n'est pas encore le cas, d'un régulateur sectoriel de l'énergie doté des pouvoirs appropriés.

À cet égard, la CRE constate que les gestionnaires de réseaux de transport n'ont toujours pas pris les mesures correctives nécessaires qui étaient, également, recommandées par le rapport « *EREG Position and Recommendations on the UCTE Operation Handbook* » présenté au XII<sup>ème</sup> Forum de Florence en septembre 2005. On peut, à cet égard, relever que selon les déclarations de l'UCTE, lors du XIII<sup>ème</sup> Forum de Florence en septembre 2006, le lancement de la révision de la règle fondamentale de sécurité dite « *N-1* » n'était programmé que pour 2007.

## **2. - Le système électrique français a largement contribué à la sauvegarde du système électrique européen**

L'enquête menée par la Commission de régulation de l'énergie fait apparaître que le système électrique français a largement contribué à la sauvegarde du système électrique européen.

La réserve primaire constituée en temps réel, calculée à partir des programmes des producteurs, était supérieure aux prescriptions de l'UCTE. Juste avant l'incident la totalité de

---

<sup>2</sup> AEEG : *Autorità per l'energia elettrica e il gas*.

la bande de réglage secondaire était disponible à la hausse pour faire face à un aléa défavorable de production. Compte tenu de l'heure de l'incident qui a débuté vers 22h10, le minimum requis en réserve tertiaire rapide (activable en moins de 15 minutes) était de 1.500 MW afin de pouvoir couvrir la perte du plus gros groupe de production couplé au réseau de transport. En fait, à ce moment de la nuit, la réserve tertiaire totale disponible était de 6.700 MW, principalement constituée de groupes de production hydraulique à l'arrêt. En revanche, aucune unité de pompage n'était en fonctionnement en France et n'a, donc, pu être délestée lorsque la fréquence est passée en dessous de 49,6 Hz. Le parc de production hydraulique français a bien réagi au besoin de réglage et a largement contribué à augmenter rapidement la production après l'incident. Pour sa part, le parc de production thermique classique a participé moins efficacement à la couverture du besoin de réglage et les raisons de cette moindre efficacité devraient faire l'objet d'un retour d'expérience.

Sur le réseau électrique français, les délestages de consommation prévus par le plan de défense nationale contre les incidents de grande ampleur ont été réalisés sur le critère de fréquence 49 Hz. Dans l'ensemble, ces délestages ont bien répondu au besoin même si le délestage n'a pas été homogène sur toute la France.

Par ailleurs, certaines entreprises locales de distribution n'ont pas utilement contribué aux délestages de consommation. Par ailleurs, des dysfonctionnements sont apparus, au niveau des dispositifs de délestage installés sur les réseaux de distribution, suite à des erreurs de configuration auxquelles il convient de remédier sans délai.

### **3. - La CRE partage pleinement les conclusions du rapport final des régulateurs européens sur les enseignements à tirer de la panne d'électricité du 4 novembre 2006**

Dès le 5 novembre 2006, la CRE a demandé à l'ERGEG de procéder à une enquête pour tirer, à l'échelle européenne, les enseignements de la panne d'électricité survenue le 4 novembre 2006. La CRE, qui a largement contribué à la rédaction des rapports, intermédiaire et final, de l'ERGEG, se réjouit du consensus des régulateurs sur les conclusions du rapport final qui vient d'être publié.

Ce rapport conclut au besoin d'une intensification urgente de la coopération entre les gestionnaires de réseaux de transport européens afin de garantir une meilleure sécurité d'approvisionnement en Europe. En effet, on constate des différences entre les règlements nationaux éventuellement en vigueur ou les règles de l'art appliquées à leur initiative par les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité des différents États membres.

Au-delà des règles générales actuellement affichées par l'UCTE et dont l'application n'est que volontaire, le rapport de l'ERGEG recommande la mise en place, à l'échelle européenne, d'un nouveau cadre légal, permettant l'adoption de règles dont l'application par les gestionnaires de réseaux de transport deviendrait obligatoire. Ces règles devraient, en particulier, prévoir que les gestionnaires des réseaux de transport coopèrent plus étroitement, conformément aux orientations de l'article 4 de la directive européenne du 18 janvier 2006<sup>3</sup>. Ce rapport insiste également sur la nécessité que les régulateurs indépendants puissent contrôler efficacement le respect de ces obligations à l'échelle européenne.

---

<sup>3</sup> Directive 2005/89/CE du Parlement européen et du Conseil du 18 janvier 2006 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures.

Il apparaît que les dysfonctionnements qui ont conduit à la panne d'électricité du 4 novembre 2006 sont similaires à ceux déjà constatés par le passé et, en particulier, lors du *black-out* survenu en Italie le 28 septembre 2003 pour lesquels les régulateurs italiens et français avaient déjà proposés des remèdes. Les mesures correctives recommandées dans ce rapport n'ont toujours pas été prises à l'échelle européenne.

En particulier, la CRE partage pleinement l'opinion de l'ERGEG selon laquelle les gestionnaires de réseaux devraient, dès maintenant, s'engager dans :

- la définition précise et harmonisée des règles d'évaluation et de contrôle du niveau de sûreté d'exploitation, en particulier la règle de sécurité dite du « *N-1* » qui est encore interprétée différemment selon les États membres ;
- l'organisation des échanges d'informations destinés à améliorer leur connaissance de la situation du réseau en temps réel avec l'établissement d'une obligation d'assurer, auprès de leurs voisins, une information précise, complète et standardisée ;
- le développement et la pratique d'exercices réguliers de plans de restauration des conditions normales d'exploitation du réseau interconnecté européen .

### **3.1. - Les règles d'exploitation doivent devenir juridiquement contraignantes au niveau européen**

Il est nécessaire qu'au delà des règles générales et dépourvues de valeur contraignante actuellement affichées par l'UCTE, de nouvelles obligations soient mises en place, à l'échelle européenne, pour les gestionnaires de réseaux de transport afin qu'ils coopèrent plus étroitement, conformément aux orientations de l'article 4 de la directive européenne du 18 janvier 2006.

Compte tenu de ce que le comportement inapproprié d'opérateurs situés dans un État membre peut entraîner des conséquences s'étendant à d'autres États membres comme cela a déjà été constaté à plusieurs reprises, le respect de ces obligations devrait faire l'objet d'un contrôle externe à l'échelle européenne.

### **3.2. - Les règles d'exploitation et la coordination entre les gestionnaires de réseaux de transport en Europe doivent être améliorées**

Le maintien de la sûreté des systèmes électriques européens interconnectés exige une amélioration de la coordination des réseaux de transport d'électricité en Europe qui sont techniquement fortement interdépendants. Cette coordination qui existe déjà s'établit sur des bases insuffisamment contraignantes.

À ce sujet, la CRE partage pleinement les conclusions du rapport final de l'ERGEG sur les enseignements à tirer de la panne d'électricité du 4 novembre 2006, selon lesquelles les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité devraient, dès maintenant, s'engager dans :

- la définition précise et harmonisée des critères d'évaluation et de contrôle du niveau de sûreté d'exploitation, telles que la règle de sécurité dite du « *N-1* » qui est encore interprétée différemment selon les gestionnaires de réseaux de transport membres de l'UCTE ;
- l'élaboration des plans de délestage et des conditions de fonctionnement des groupes de production lors des régimes exceptionnels de fréquence qui doit faire l'objet d'une coordination entre les gestionnaires de réseaux de transport de l'UCTE ; cela exige que les règles d'exploitation associées soient précisées et deviennent contraignantes ;
- l'élaboration de plans de restauration pour le retour en condition normale d'exploitation du réseau interconnecté européen après incident, la coordination des gestionnaires de

- réseaux de transport pendant cette phase de restauration et la pratique d'exercices réguliers, en relation avec les gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité ;
- l'organisation des échanges d'information destinés à améliorer leur connaissance de la situation du réseau en temps réel et l'établissement d'une obligation d'assurer, auprès de leurs voisins, une information précise, complète et standardisée ;
  - la définition, l'harmonisation et la coordination entre les gestionnaires de réseaux des règles de fonctionnement du réglage fréquence/puissance en cas de situation fortement perturbée, en particulier concernant le passage en mode de fonctionnement « *fréquence pure* » (cf. annexe 1) lors d'un déséquilibre important sur le réseau interconnecté.

Il est nécessaire que l'engagement des gestionnaires de réseaux de transport permette de préciser les règles existantes selon l'interprétation la plus favorable à la sauvegarde du système électrique européen. Puisqu'il apparaît, à la lumière de ce rapport, que le système électrique français a joué un rôle de premier ordre dans la sauvegarde du système électrique européen, la CRE considère que l'interprétation des règles par le gestionnaire du réseau de transport français pourrait constituer une base adéquate pour cette harmonisation.

### **3.3. - Le comportement de la production décentralisée doit être pris en compte dans l'évaluation de la sûreté du système interconnecté**

Les événements du 4 novembre 2006 ont démontré que la production d'électricité décentralisée, en particulier d'origine éolienne, ne pouvait plus être considérée comme marginale vis-à-vis de la sûreté du système électrique.

Le déroulement de cet incident fait apparaître la nécessité que, d'une part, les exigences en matière de stabilité des installations de production décentralisée lors de la survenue de variations de la fréquence du réseau interconnecté synchrone soient plus contraignantes dans l'intérêt de l'ensemble des consommateurs qui sont raccordés à ce réseau et que, d'autre part, les gestionnaires de réseaux de transport bénéficient de meilleures informations en temps réel sur le comportement de ces installations de production décentralisée afin de pouvoir compenser plus efficacement les évolutions aléatoires de ce comportement.

Assurer, à tout instant, la sécurité d'approvisionnement du réseau électrique européen synchrone nécessite une évolution dans ce sens compte tenu des perspectives de développement de la filière de production d'électricité d'origine éolienne. La mise à disposition des gestionnaires de réseau de transport des informations correspondantes nécessitera une participation active des gestionnaires de réseaux de distribution auxquels une production décentralisée est directement raccordée.

### **3.4. - Le plan de délestage français doit être contrôlé régulièrement**

Outre les recommandations précédentes qui concernent le gestionnaire du réseau de transport d'électricité français, RTE, directement ou dans ses relations avec ses partenaires européens, certaines insuffisances sont apparues lors de l'activation du plan de défense en France.

En premier lieu, les gestionnaires de réseaux de distribution français doivent tirer toutes les conséquences du retour d'expérience sur le fonctionnement des dispositifs de délestage afin d'en limiter les dysfonctionnements à l'avenir.

En second lieu, il conviendrait que tous les gestionnaires de réseaux de distribution contribuent équitablement au maintien de l'équilibre entre la production et la consommation par l'installation et le maintien en conditions opérationnelles de dispositifs de découplage

fréquencemétriques. Le bon fonctionnement de ces dispositifs et la pertinence des plans de délestage devraient être contrôlés régulièrement par les autorités publiques compétentes avec l'appui technique du gestionnaire du réseau de transport responsable, selon le II de l'article 15 de la loi du 10 février 2000, d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande sur ce réseau. Un cahier des charges fonctionnel élaboré par ces mêmes acteurs devrait définir préalablement le résultat attendu des réseaux publics de distribution.

Enfin, la CRE observe que les consommateurs directement raccordés au réseau public de transport ne sont pour l'instant pas appelés à réduire leur soutirage lors d'un déséquilibre sur le réseau interconnecté synchrone et, donc, à participer au plan de défense et à la sauvegarde de l'équilibre du système électrique. Les conditions de l'extension à ces consommateurs de la participation aux plans de délestage devraient être examinées de façon approfondie.

**RAPPORT D'ENQUÊTE DE LA COMMISSION DE  
RÉGULATION DE L'ÉNERGIE SUR LA PANNE  
D'ÉLECTRICITÉ DU SAMEDI 4 NOVEMBRE 2006**

**RAPPORT TECHNIQUE**

## 1. - Introduction

Le 4 novembre 2006, une grande partie de l'Europe a connu une panne d'électricité qui a affecté plus de 15 millions d'européens, dont 5 millions de français, pendant près de deux heures. Même si cette panne a finalement été contrôlée et n'a pas dégénéré en *black-out* général, elle constitue l'un des plus graves incidents électriques ayant affecté l'Union européenne ces dernières années. En termes de personnes touchées, elle se situe juste après le *black-out* qui a privé d'électricité 55 millions de consommateurs italiens, le 28 septembre 2003.

Afin que la plus grande transparence soit faite pour l'information due aux consommateurs, la CRE a annoncé, dès le 5 novembre 2006, le lancement de sa propre enquête pour établir la chronologie des faits et les causes précises de cette panne d'électricité. À cet effet, la CRE a fait appel à l'expertise technique du CNAM, a entendu, dans les semaines qui ont suivi cet incident, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité français RTE et a procédé à des échanges d'information avec les régulateurs des autres États membres de l'Union européenne. Les résultats de cette enquête permettent aujourd'hui à la CRE de présenter ses conclusions sur le fonctionnement du système électrique européen et, plus particulièrement, du système électrique français dans la soirée du 4 novembre 2006.

Compte tenu de la dimension européenne de la panne d'électricité, le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER<sup>4</sup>) a constitué une commission d'enquête européenne à laquelle la CRE a participé activement et dont les premières conclusions ont été rendues publiques le 20 décembre 2006. Le rapport final a été publié le 6 février 2007<sup>5</sup>.

Enfin, l'UCTE, association regroupant les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité d'Europe continentale, a publié son rapport d'enquête préliminaire le 30 novembre 2006<sup>6</sup> et son rapport final le 30 janvier 2007<sup>3</sup>.

## 2. - L'organisation du système électrique européen

L'Europe compte plusieurs systèmes électriques interconnectés synchrones.

Les principaux systèmes électriques synchrones en Europe sont :

- le réseau de l'UCTE, qui couvre la plaque continentale européenne et auquel est intégré le réseau électrique français ;
- le réseau du NORDEL, regroupant les pays scandinaves et une partie du Danemark ;
- le réseau de la Grande-Bretagne (UKTSOA) ;
- le réseau irlandais (ATSOI) ;
- le réseau des pays baltes, qui est intégré au système électrique synchrone de l'Ex-URSS (IPS/UPS).

---

<sup>4</sup> CEER : *Council of European Energy Regulators*.

<sup>5</sup> *EREG Final Report on the lessons to be learned from the large disturbance in the European power supply on the 4<sup>th</sup> of November 2006*.

<sup>6</sup> *UCTE Interim & Final Report System Disturbance on 4 November 2006*.



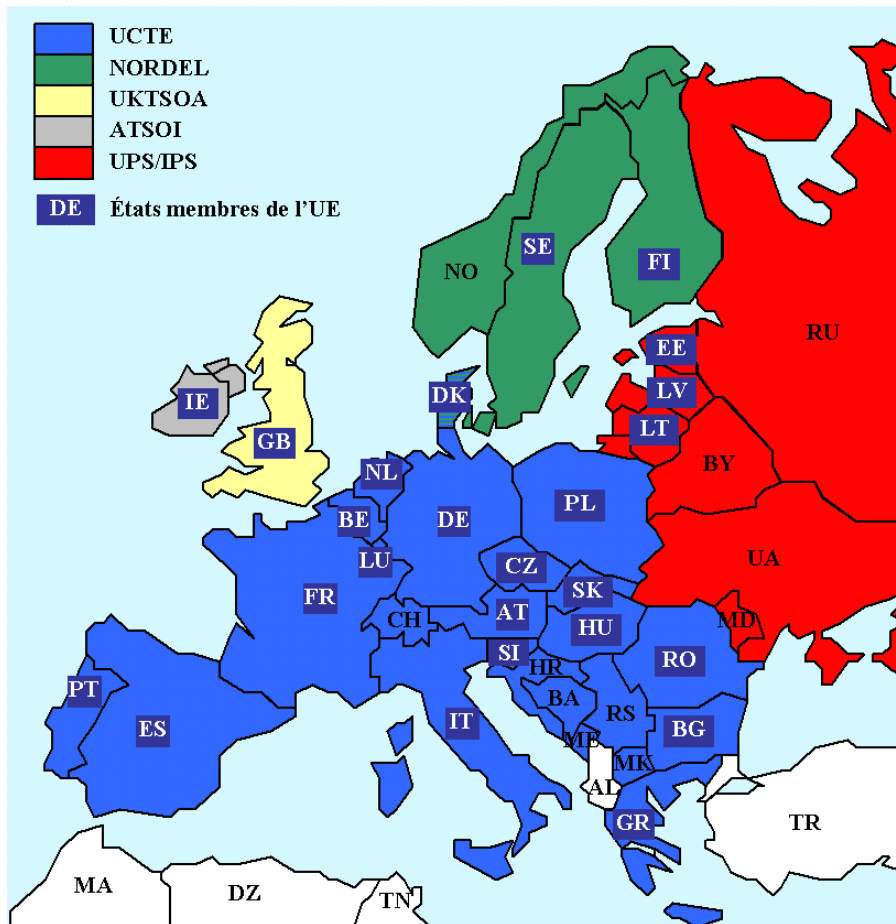


Figure 1 : Carte des systèmes électriques synchrones en Europe  
(Source : UCTE)

## 2.1. - Le réseau interconnecté de l'UCTE

Le réseau électrique interconnecté de l'UCTE, qui couvre l'Europe continentale, alimente 450 millions de personnes pour une consommation annuelle de près de 2.500 TWh, ce qui en fait un des plus importants réseaux interconnectés au monde.



Figure 2 : Carte des pays membres de l'UCTE  
(Source : UCTE)

À partir des années 1950, les liaisons internationales, appelées aussi liaisons d'interconnexion, ont été développées pour assurer le secours mutuel entre les pays. En cas d'indisponibilité subite d'une unité de production ou de variation brusque de la consommation, le réseau européen dans son ensemble vient au secours de la zone touchée, assurant ainsi la continuité de l'approvisionnement électrique. Au fur et à mesure du développement du réseau, ces liaisons d'interconnexion ont également rendu possibles des échanges commerciaux entre pays. La France en a bénéficié en écoulant par ce moyen le surplus de production nucléaire dont elle disposait et en devenant ainsi le plus gros exportateur d'électricité du continent européen.

L'interconnexion des réseaux nationaux permet, en particulier, la mise en commun des réserves de puissance active nécessaires pour faire face aux aléas de consommation ou de production. Si la France n'était pas interconnectée avec ses voisins, elle devrait constituer à elle seule la réserve aujourd'hui répartie sur l'ensemble des pays membres de l'UCTE pour pouvoir bénéficier du même niveau de sûreté.

L'exploitation coordonnée du réseau interconnecté est régie par un guide d'exploitation, l'« *Operation Handbook* », regroupant les règles édictées par l'UCTE.

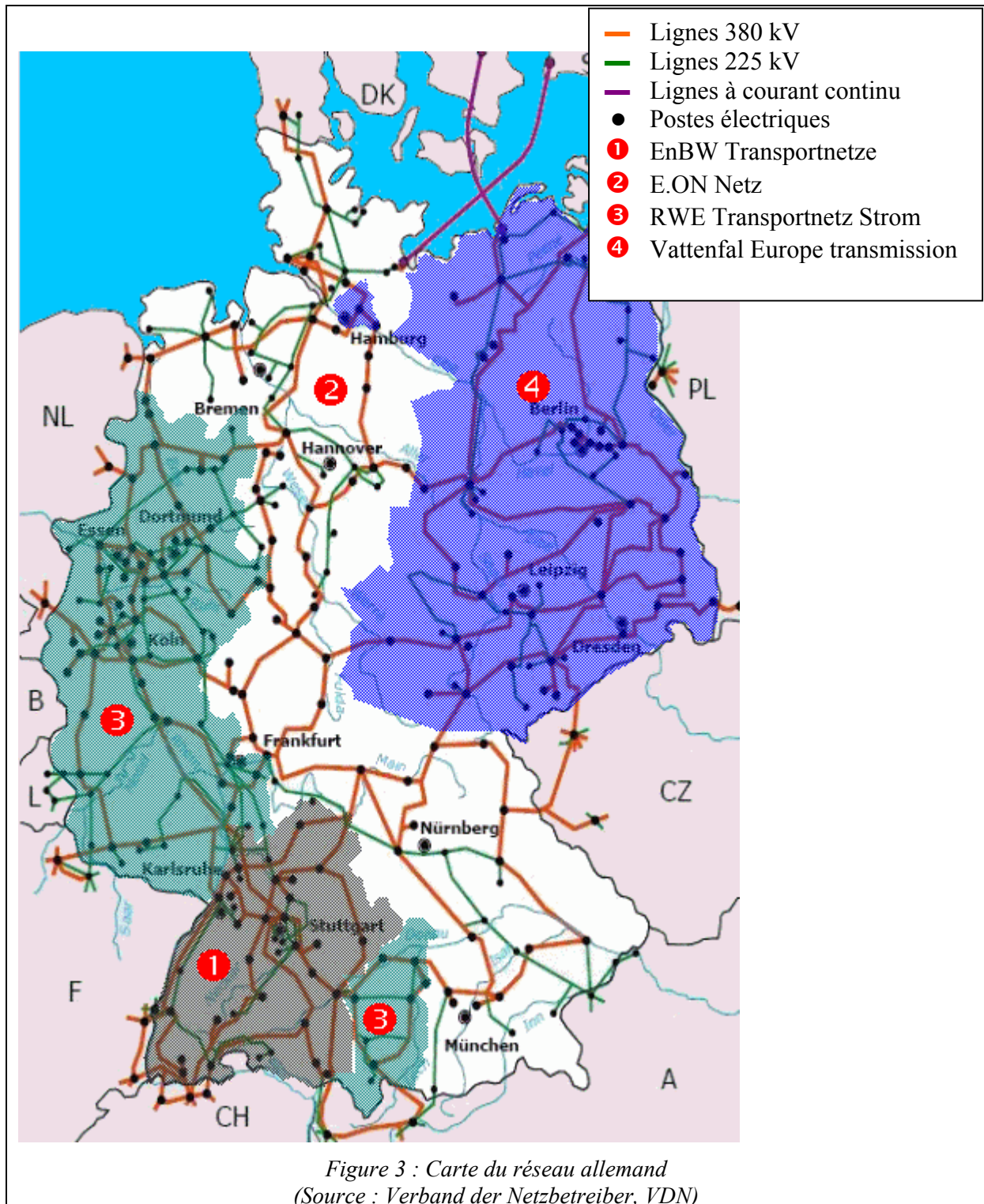
Enfin, on notera que les pays membre de l'UCTE ne sont pas tous membres de l'Union européenne. Tel est, par exemple, le cas de la Suisse qui occupe une position centrale dans le réseau interconnecté.

## 2.2. - L'organisation du système électrique allemand

À la différence du réseau de transport d'électricité français, qui est exploité par un seul gestionnaire, RTE, l'exploitation du réseau de transport allemand est partagé entre quatre gestionnaires de réseaux de transport :

- EnBW Transportnetze AG,

- E.ON Netz GmbH (désigné par « *E.ON Netz* » dans le rapport),
- RWE Transportnetz Strom GmbH (désigné par « *RWE* » dans le rapport),
- Vattenfal Europe Transmission GmbH.



### 3. - L'état du système électrique avant l'incident

#### 3.1. - La situation en Europe

Au soir du 4 novembre 2006, la consommation d'électricité sur le réseau interconnecté européen correspondait aux prévisions et présentait les caractéristiques habituellement observées pour un samedi d'automne.

La production sur l'ensemble de la zone UCTE était d'environ 274.000 MW alors que la capacité de production installée est de 607.000 MW<sup>7</sup>, toutes technologies confondues. Par conséquent, le parc de production d'électricité européen était très largement suffisant pour satisfaire la demande. À titre de comparaison, la puissance consommée maximale dans la zone de l'UCTE pour l'année 2005 était de 380.000 MW<sup>8</sup>.

Par ailleurs, le réseau interconnecté de l'UCTE acheminait des échanges d'électricité entre les pays dans des volumes habituels.

*Le 4 novembre 2006, juste avant l'incident, les flux et les échanges sur l'ensemble du réseau de l'UCTE étaient dans des volumes ordinaires à cette période de l'année. La sûreté de fonctionnement du réseau pouvait être normalement assurée. La capacité de production était, en outre, tout à fait suffisante pour satisfaire la consommation.*

#### 3.2. - La situation en France

Au soir du 4 novembre 2006, la consommation d'électricité en France, comme dans tous les pays de l'UCTE, présentait les caractéristiques habituellement observées pour un samedi d'automne et correspondait aux prévisions. À 22h09, juste avant l'incident, elle atteignait 57.000 MW environ.

A la même heure, la production française s'élevait, quant à elle, à environ 63.000 MW.

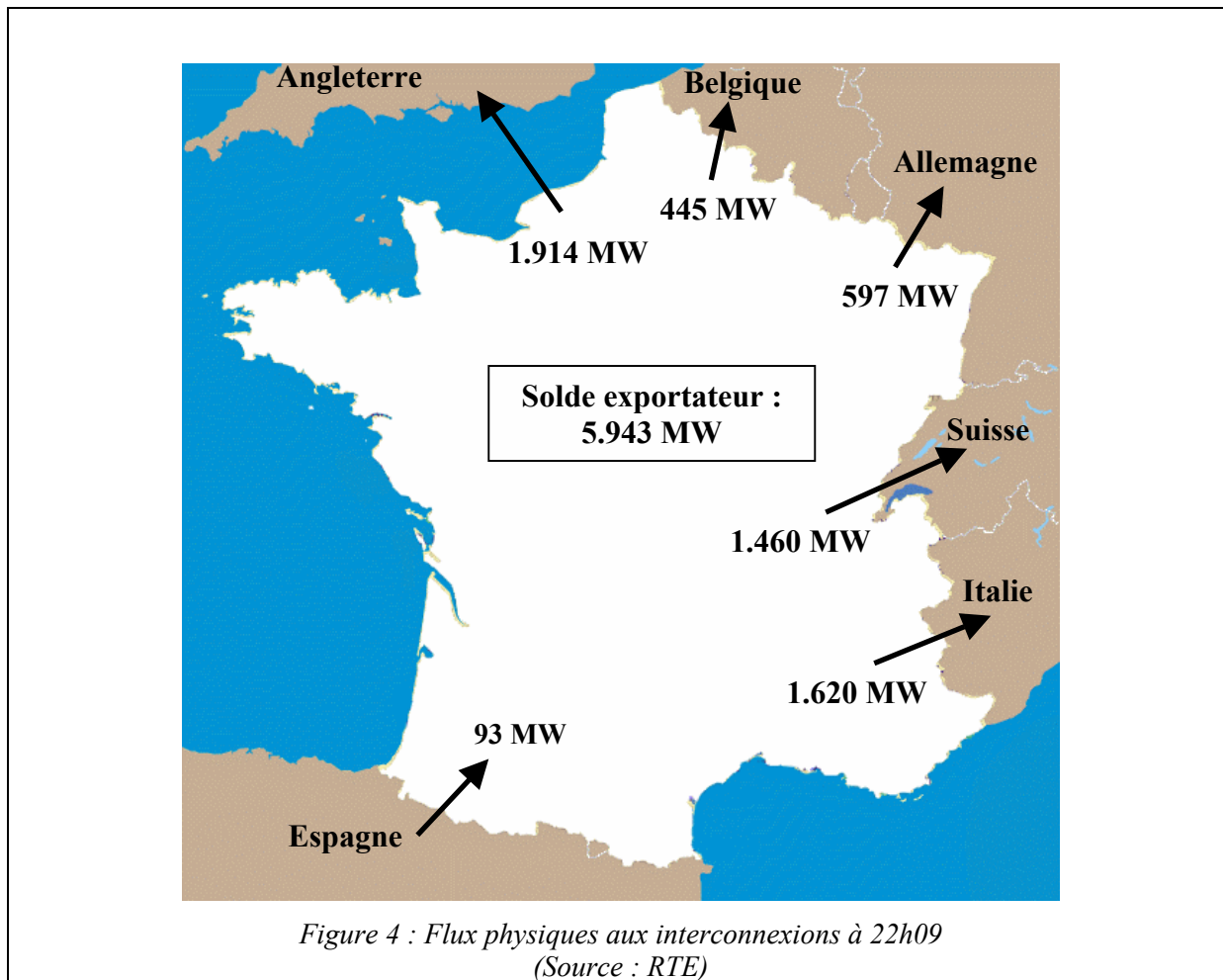
La carte, suivante, présente les flux physiques aux interconnexions juste avant l'incident. Ceux-ci étaient également conformes aux prévisions. À 22h09, la France présentait un solde exportateur<sup>9</sup> proche de 6.000 MW.

---

<sup>7</sup> Source : UCTE, *Statistical yearbook 2005*.

<sup>8</sup> Source : UCTE, *Statistical yearbook 2005*.

<sup>9</sup> Différence entre les exportations et les importations.



Comme pour le reste de l'UCTE, la situation du réseau de transport français était conforme à ce qui est habituellement observé à cette période de l'année. Aucune contrainte n'était identifiée.

#### 4. - L'ouverture d'une ligne électrique en Allemagne à l'origine des événements

##### 4.1. - La préparation de l'ouverture de la ligne double 380 kV Diele – Conneforde en Allemagne

Le 18 septembre 2006, les chantiers navals Meyer situés à Papenburg ont sollicité par écrit auprès d'E.ON Netz, gestionnaire du réseau de transport d'électricité du Nord de l'Allemagne, la mise hors tension de la ligne double<sup>10</sup> à très haute tension (380 kV) Diele – Conneforde le 5 novembre 2006 à 1h00 du matin.

Cette manœuvre était nécessaire pour permettre le passage sur le fleuve Ems, en toute sécurité, d'un paquebot norvégien, le « *Norwegian Pearl* », vers le port néerlandais d'Eemshaven sur la Mer du Nord.

En effet, lors du passage du navire sous les lignes électriques, la distance entre la cheminée ou les mâts du paquebot et les lignes n'était pas suffisante pour garantir l'absence de risque

<sup>10</sup> Il s'agit de deux lignes électriques installées sur les mêmes supports.



d'amorçage électrique. E.ON Netz a précisé qu'il avait déjà procédé 14 fois à l'ouverture de cette ligne depuis 1995 pour permettre le passage des navires sortant des chantiers Mayer.



Figure 5 : Le « Norwegian Pearl »  
(Source : Norwegian Cruise Line)

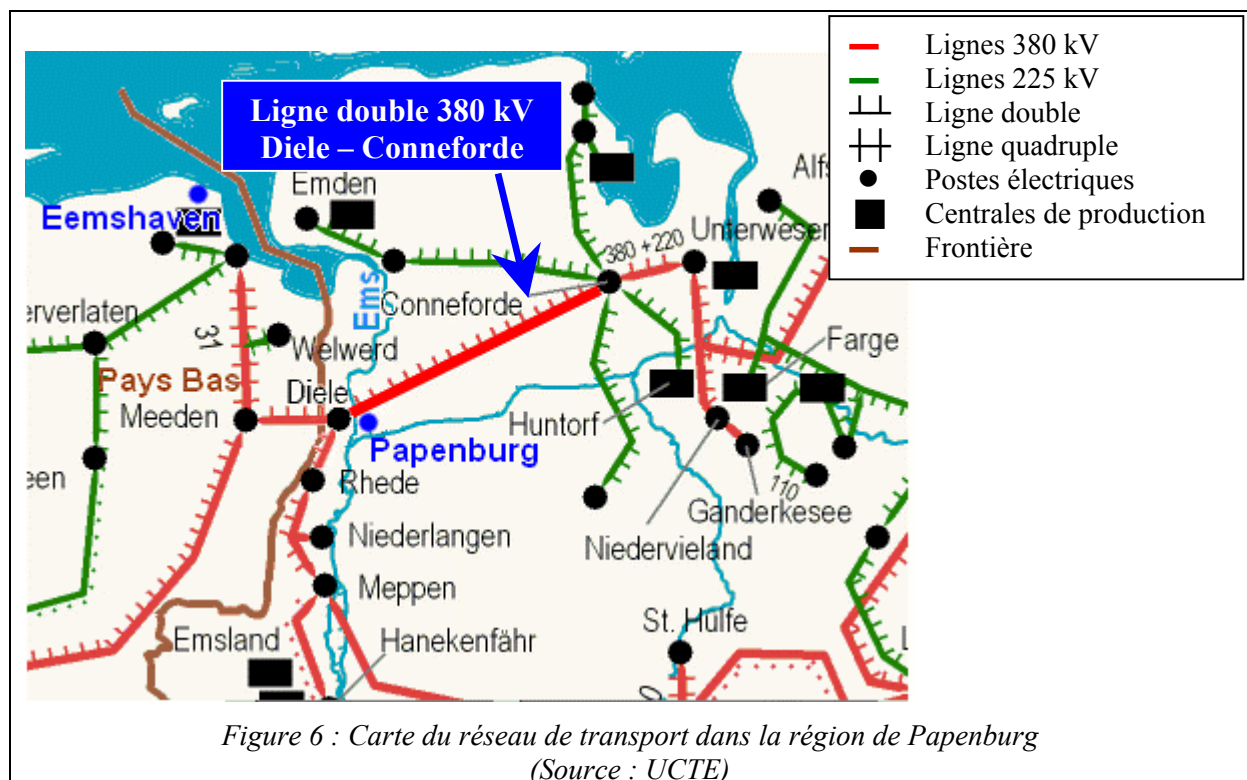


Figure 6 : Carte du réseau de transport dans la région de Papenburg  
(Source : UCTE)

Le 27 octobre 2006, E.ON Netz a autorisé, à titre provisoire, l'ouverture de la ligne double car une étude menée à partir de données prévisionnelles normatives n'avait pas fait apparaître de violation du critère de sécurité « N-1 ». E.ON Netz a précisé que les autres gestionnaires de réseaux de transport concernés avaient été consultés avant d'accorder cette autorisation. L'autorisation définitive ne pouvait être accordée qu'après l'analyse de l'état du réseau juste avant la mise hors tension.

### Le critère de sécurité dit « N-1 »

Les règles de l'UCTE<sup>11</sup> prévoient que : tout événement probable conduisant à la perte d'éléments du réseau ne doit pas remettre en cause la sûreté de fonctionnement du système interconnecté. En particulier, il ne doit pas conduire à une cascade de déclenchements ou à une forte perte de consommation. Les éléments du réseau restant opérationnels doivent pouvoir supporter la charge supplémentaire, les écarts de tension ou les régimes transitoires engendrés.

Cette règle est généralement appliquée en considérant que la perte d'un élément du réseau ne doit pas porter atteinte à sa sûreté de fonctionnement du système électrique. Les éléments du réseau pris en compte ne sont pas les mêmes pour tous les gestionnaires de réseau de transport de l'UCTE.

Lorsque la perte simultanée de plusieurs éléments du réseau a une probabilité suffisante, les gestionnaires sont amenés à généraliser ce critère alors appelé « N-k » (k désignant le nombre d'éléments considérés comme pouvant être perdus simultanément).

Le 3 novembre 2006, les chantiers Meyer ont demandé par téléphone si l'ouverture de la ligne pouvait être avancée au 4 novembre 2006 à 22h00. Étant donné que l'état de charge du réseau est en général plus favorable à cette heure, E.ON Netz a accepté cette requête sans procéder à une nouvelle étude de réseau.

Dans un premier temps, la capacité commerciale d'interconnexion depuis l'Allemagne vers les Pays Bas a été réduite pour le 5 novembre 2006 entre 0h00 à 5h00 en raison de l'indisponibilité de la ligne double 380 kV Diele – Conneforde, initialement programmée de 1h00 à 5h00. Suite à la modification de l'heure d'ouverture de la ligne, aucune mesure similaire n'a été prise pour la soirée du 4 novembre 2006 car les capacités d'interconnexion avaient déjà été allouées et, dès lors, les programmes d'échange ne peuvent être modifiés que dans un cas de « *force majeure* ».

*E.ON Netz n'a pas jugé nécessaire de procéder à une étude qui aurait permis de s'assurer du respect du critère « N-1 » avant d'autoriser l'avancement de l'ouverture de la ligne double Diele-conneforde.*

*Il s'avère que la coordination entre les gestionnaires de réseau a été limitée lors de la modification de l'horaire de passage du paquebot. Ce changement n'a été notifié que tardivement par E.ON Netz à ses voisins.*

#### 4.2. - L'état du réseau allemand avant l'ouverture de la ligne double 380 kV Diele – Conneforde

Le 4 novembre 2006 vers 21h30, la consommation dans la zone d'E.ON Netz était d'environ 13.700 MW alors que les injections atteignaient 14.100 MW dont 3.200 MW de production éolienne. Les transits sur le réseau d'E.ON Netz, engendrés par les échanges commerciaux, s'élevaient à 7.300 MW.

<sup>11</sup> UCTE, *Operation Handbook, Policy 3, Chapter A. N-1 security, criterion C1.*

Les flux étaient principalement orientés vers le Sud-Ouest, ce qui est une situation fréquente en raison de la production éolienne importante implantée sur les côtes de la mer du Nord, et des flux de transits d'Est en Ouest engendrés par les échanges commerciaux.

*Comme pour le reste du réseau UCTE, la situation du réseau d'E.ON Netz, avant l'ouverture de la ligne double 380 kV Diele – Conneforde, était tout à fait conforme à ce qui est généralement rencontré.*

#### 4.3. - Les événements survenus entre 21h29 et 22h10 sur le réseau allemand

À 21h29, le centre de conduite d'E.ON Netz a vérifié, par une simulation à partir de données actualisées, que l'ouverture de la ligne double 380 kV Diele – Conneforde n'entraînait aucune contrainte. Par ailleurs, sur la seule base de leur expérience et sans étude spécifique, les opérateurs ont conclu au respect du critère « *N-I* » après l'ouverture de la ligne. E.ON Netz a obtenu par téléphone l'accord de RWE, le GRT allemand situé plus à l'Ouest, et de TenneT, le gestionnaire du réseau de transport néerlandais, pour procéder à l'ouverture de la ligne.

À 21h38, E.ON Netz a procédé à l'ouverture de la ligne double 380 kV Diele – Conneforde. Comme attendu, les flux se sont reportés plus au Sud. Leur niveau était conforme à ce qui était prévu par le gestionnaire de réseau de transport allemand.

À 21h39, immédiatement après l'ouverture de la ligne double, plusieurs alarmes se sont déclenchées, signalant la surcharge d'autres lignes 380 kV Elsen – Twistetal et Elsen – Bechterdissen, situées plus au Sud. En raison des possibilités de surcharge (jusqu'à 25 % de la valeur nominale pendant une heure), les opérateurs n'ont pas jugé utile d'engager immédiatement des mesures correctives, comme le permettent les règles internes d'E.ON Netz.

À 21h41, face à l'augmentation des flux, RWE a attiré l'attention d'E.ON Netz sur l'intensité maximale admissible sur la ligne 380 kV Landesbergen (E.ON) – Wehrendorf (RWE) située entre les deux gestionnaires de réseaux allemands. RWE a rappelé, à cette occasion, la valeur de réglage de la protection de surcharge installée dans son poste de Wehrendorf. À cet instant, l'intensité sur cette ligne était de 1.780 A (ampères). Le tableau suivant présente les caractéristiques de la ligne et des protections de surcharge installées à ses deux extrémités.

	<b>E.ON Netz Extrémité Landesbergen</b>	<b>RWE Extrémité Wehrendorf</b>
Capacité physique de la ligne en régime permanent	2.000 A	2.000 A
Niveaux de déclenchement des alarmes	1.000 A 2.000 A	1.795 A
Intensité maximale admissible	2.550 A pendant 1 heure (surcharge)	1.995 A
Réglage de la protection de surcharge	3.000 A	2.100 A

*Caractéristique de la ligne 380 kV Landesbergen – Wehrendorf  
(Source : Rapport intermédiaire de l'UCTE du 30 novembre 2006)*



## Les protections de surcharge

Les lignes aériennes et les câbles électriques du réseau interconnecté européen sont équipés, à chaque extrémité, d'un système de protection dit « *de surcharge* » qui, s'il détecte la circulation d'un courant électrique trop important, procède automatiquement à leur déconnexion.

La circulation d'un courant dans une ligne électrique entraîne un échauffement de celle-ci en raison des pertes joules. Sous l'effet de la chaleur le matériau constituant la ligne se dilate et la ligne s'allonge. En outre, une température trop élevée peut altérer irrémédiablement les propriétés mécaniques des conducteurs. C'est pour éviter tout amorçage et préserver les ouvrages, qu'il est nécessaire d'installer de telles protections permettant de limiter le courant circulant dans les conducteurs.

À partir de 21h46, les gestionnaires de réseaux RWE et E.ON Netz ont constaté que les flux sur plusieurs lignes de leur réseau étaient proches des valeurs maximales admissibles. Malgré cela, E.ON Netz n'a pas estimé nécessaire d'engager immédiatement des mesures correctives.

À 22h00, les changements de programme de production ont été exécutés en Europe, comme à chaque heure pleine. Cela entraîne régulièrement une modification des flux. Toutefois, le 4 novembre 2006, ces modifications ont été plutôt faibles. Pour ce qui concerne la ligne 380 kV Landesbergen – Wehrendorf, sa charge a tout d'abord diminué avant de revenir à son niveau antérieur à 22h05.

À partir de 22h05, E.ON Netz a constaté que les flux ont évolué de manière imprévisible, conduisant en quelques minutes à une augmentation de 100 MW (soit 160 A) de la charge de la ligne 380 kV Landesbergen – Wehrendorf.

À 22h06, le flux sur la ligne 380 kV Landesbergen – Wehrendorf a atteint environ 1.900 A. Par conséquent, une alarme est apparue chez RWE conformément au tableau précédent (limite : 1.795 A).

À 22h07, E.ON Netz et RWE se sont accordés sur la nécessité d'engager des mesures correctives afin de ramener les flux sur cette ligne à un niveau acceptable. La solution retenue par E.ON Netz consistait à modifier la configuration du réseau<sup>12</sup> dans le poste de Landesbergen afin de diminuer le flux sur la ligne 380 kV Landesbergen – Wehrendorf. E.ON Netz s'attendait, en effet, à ce que cette mesure provoque une diminution de la puissance transitant sur la ligne de 50 MW (soit 80 A).

À 22h10min11s, le centre de conduite d'E.ON Netz a opéré la manœuvre correspondante.

À 22h10min13s, contrairement à l'attente de E.ON Netz, la ligne 380 kV Landesbergen – Wehrendorf a déclenché sous l'action de la protection de surcharge. Suite à ce déclenchement, le report de charge a entraîné la surcharge de la ligne 220 kV Bielefeld – Ost Gütersloh, appartenant au réseau de RWE, qui a déclenché à 22h10min15s. Puis, à 22h10min19s, la ligne 380 kV Bechterdissen – Elsen a elle-même déclenché. Par la suite, les déclenchements en cascade se sont poursuivis vers le Sud, conduisant à la séparation en trois zones du réseau de l'UCTE à 22h10min28s.

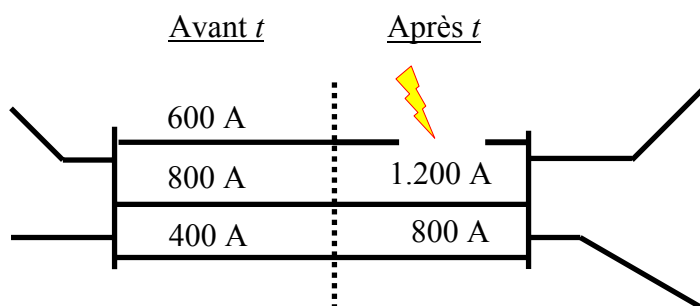
---

<sup>12</sup> Des dispositifs d'aiguillage installés dans les postes électriques permettent de connecter entre-elles ou au contraire d'isoler les lignes y aboutissant.

## Déclenchements en cascade par reports de charge successifs

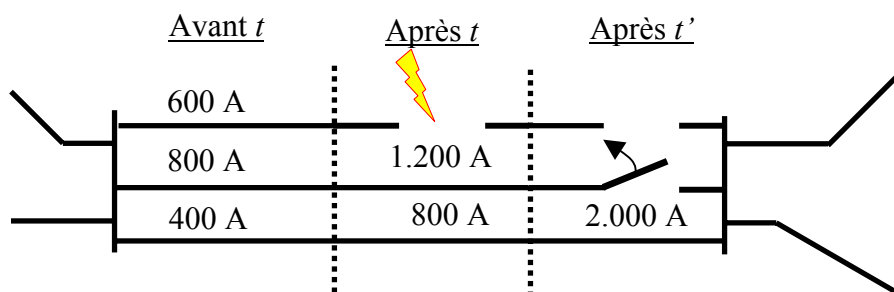
Suite au déclenchement d'une ligne électrique, le flux précédemment transporté par celle-ci se répartit sur les lignes restant en fonctionnement selon leurs caractéristiques électriques respectives. C'est le report de charge.

L'exemple simplifié suivant illustre les conséquences possibles de ce phénomène. Soit 3 lignes électriques en parallèle ayant chacune une capacité de transit caractérisée par une intensité maximale admissible de 1.000 A. Ces trois lignes ayant par ailleurs des caractéristiques électriques différentes<sup>13</sup>, les transits sur chacune d'entre-elles ne sont pas égaux. A l'instant  $t$ , l'une de ces trois lignes vient à déclencher entraînant la répartition de sa charge sur les deux lignes restantes.



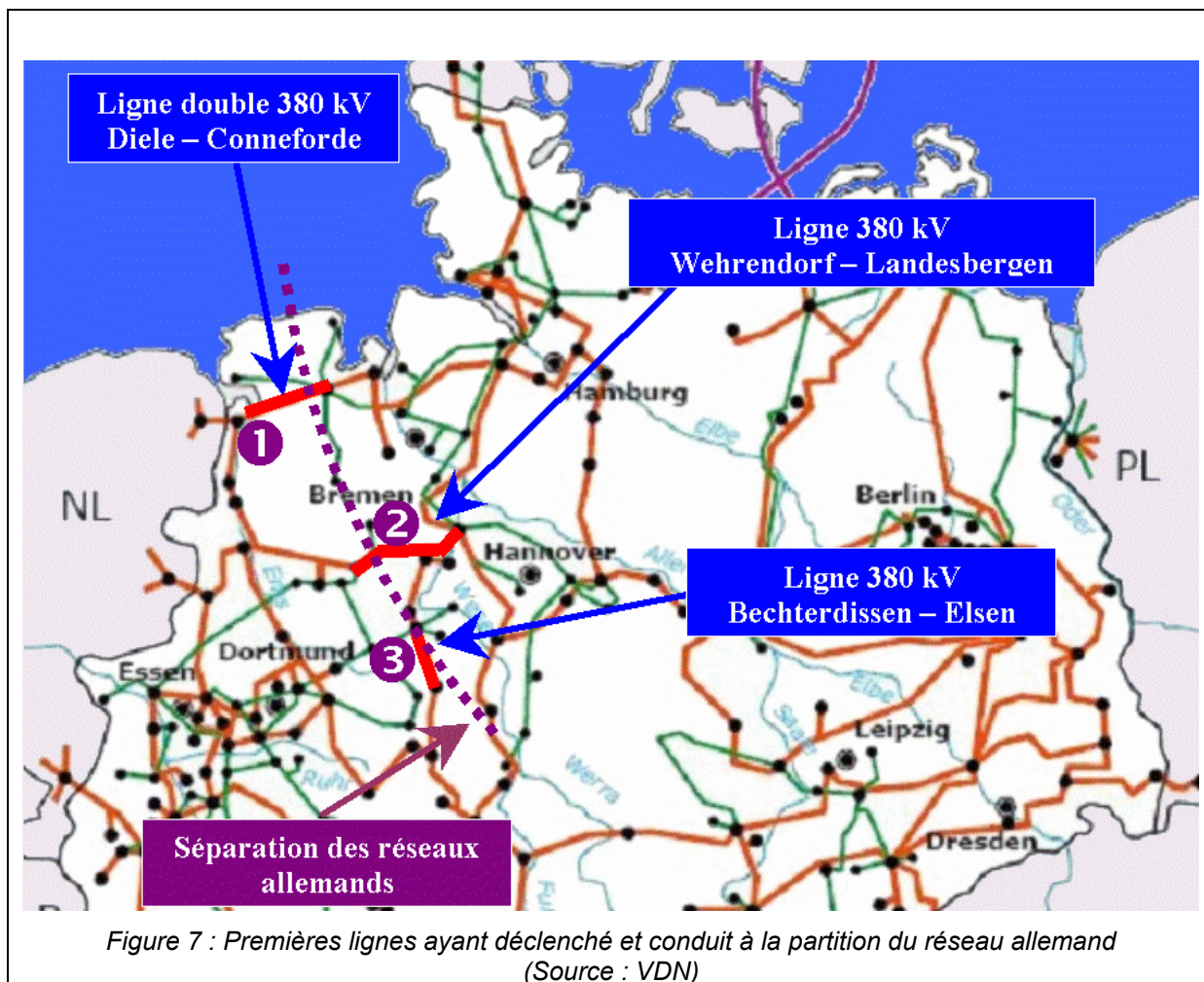
*Représentation schématique de l'évolution de l'état des 3 lignes dans le temps*

Suite au report de charge, l'une des deux lignes restantes est en surcharge car l'intensité (1.200 A) est supérieure à l'intensité maximale admissible de 1.000 A. L'action de la protection de surcharge conduit au déclenchement de cette ligne à l'instant  $t'$ . L'intégralité du flux se reporte alors sur la dernière ligne restante.



Ce nouveau report de charge conduit à la surcharge de la dernière ligne. Par conséquent, celle-ci déclenche à son tour. Ainsi, la perte de la première ligne a entraîné une cascade de déclenchements par report de charge successifs. Cet exemple est tout à fait représentatif du phénomène qui a conduit à la séparation du réseau de l'UCTE.

<sup>13</sup> Elles sont par exemple de longueurs différentes.



*L'incident trouve son origine dans le déclenchement d'une ligne 380 kV dans le Nord de l'Allemagne. Ce déclenchement montre que le réseau d'E.ON Netz ne respectait pas, avant l'incident, le critère de sécurité « N-1 » car il a conduit à une cascade d'ouvertures de lignes par reports de charge successifs.*

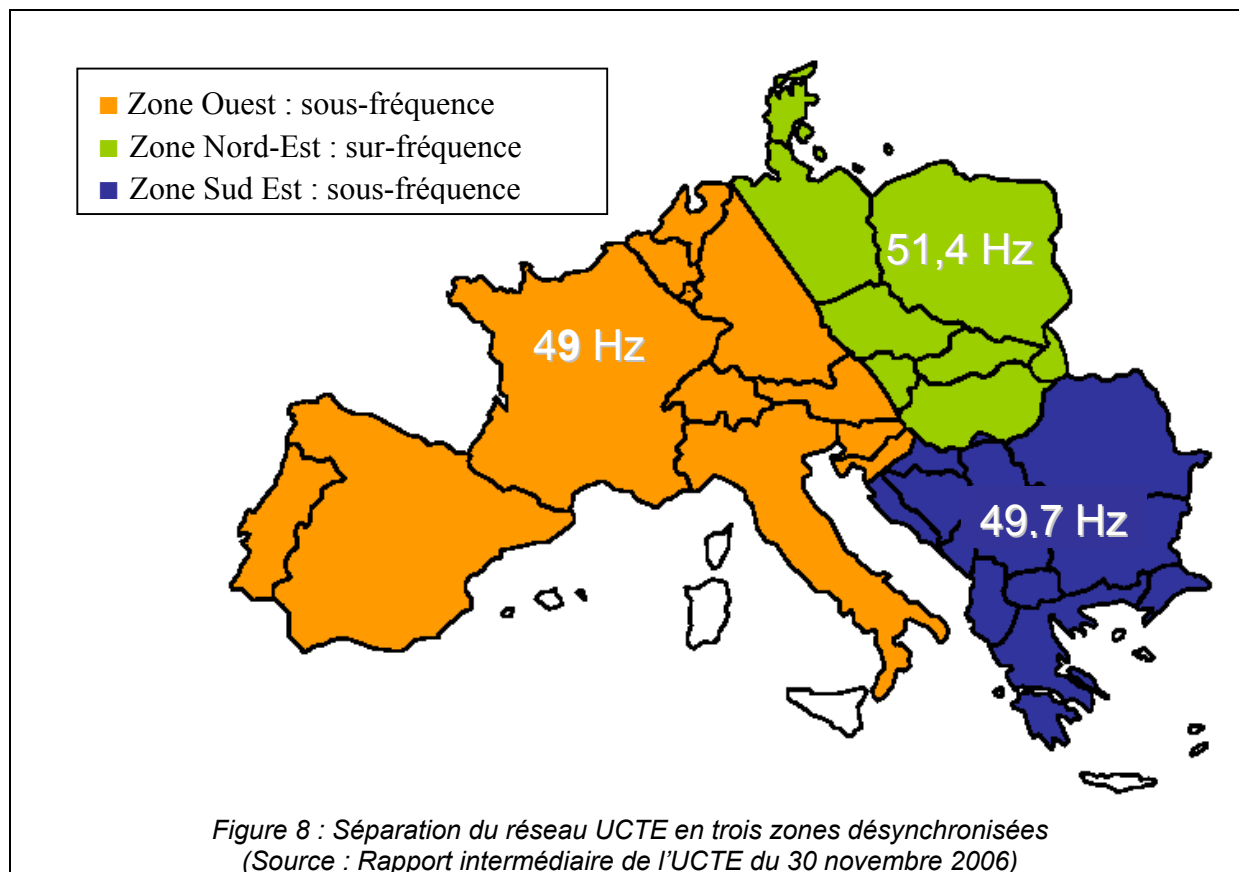
*Par surcroît, E.ON Netz n'a pas correctement évalué l'urgence de la situation parce qu'il n'a pas tenu compte du réglage de la protection de découplage installée, à l'autre extrémité de la ligne, dans le poste de Wehrendorf exploité par RWE. Enfin, un calcul réalisé a posteriori par l'UCTE a montré que la mesure corrective retenue par le gestionnaire de réseaux allemand a eu l'effet inverse de celui escompté sur la charge de la ligne 380 kV Wehrendorf – Landesbergen. Une meilleure préparation et une appréhension plus précoce de la criticité de la situation auraient probablement permis à E.ON Netz d'évaluer correctement les conséquences de cette manœuvre.*

## 5. - La séparation du réseau de l'UCTE en trois zones

### 5.1. - Conséquences de l'incident sur le réseau interconnecté de l'UCTE

Les reports de charge successifs ont conduit au déclenchement en cascade des systèmes de protection de surcharge de lignes à très haute tension du Nord au Sud de l'Allemagne. Ce phénomène s'est ensuite propagé selon deux lignes de séparation, ce qui a abouti à une partition du réseau européen en trois zones :

- la zone Ouest (partie Ouest de l'Allemagne et de l'Autriche, Slovénie, Benelux, Suisse, France, Espagne, Italie, Portugal et une partie de la Croatie) ;
- la zone Nord-Est (partie Est de l'Autriche et de l'Allemagne, Danemark, Pologne, République tchèque, Slovaquie et Hongrie) ;
- la zone Sud-Est (Grèce, Albanie, Macédoine, Bulgarie, Serbie, Monténégro, Bosnie-Herzégovine et Est de la Croatie).



La séparation du réseau interconnecté en trois zones a entraîné, pour chacune d'entre elles, un déséquilibre instantané entre la production et la consommation. En effet, il existait des « échanges » entre ces zones avant l'incident. Selon que la production dans chacune d'elles était supérieure ou inférieure à la consommation cela a conduit respectivement à une augmentation ou une baisse de la fréquence. Pour éviter un effondrement total du système électrique (*black-out*), il était nécessaire de remédier rapidement à ces déséquilibres.

La régulation de la puissance électrique fournie par les groupes de production raccordés aux réseaux de transport, en fonction de la fréquence, intervient rapidement (quelques secondes) pour compenser ces déséquilibres : c'est le réglage fréquence/puissance active.

### **Le réglage fréquence/puissance active**

Face aux évolutions normales de la consommation et aux divers aléas rencontrés en exploitation (pertes de groupes de production ou de charges, évolution des conditions climatiques, *etc.*), le maintien à tout instant de l'équilibre production/consommation et d'une valeur satisfaisante de la fréquence nécessite d'adapter en permanence le niveau de la production à celui de la consommation.

Trois niveaux d'action coexistent : le réglage primaire, le réglage secondaire et le réglage tertiaire fréquence/puissance active.

Pour réaliser les adaptations nécessaires du niveau de production, il faut disposer de réserves de puissance active mobilisables soit automatiquement (réglage primaire et secondaire), soit manuellement (réglage tertiaire). De plus, des capacités d'échange aux interconnexions doivent être disponibles pour permettre l'acheminement de la contribution des différents pays au réglage primaire.

Le principe des réglages fréquence/puissance est décrit en *annexe 1*.

Dans chaque zone la situation se présentait comme suit :

- Dans la **zone Nord-Est**, la production d'électricité était supérieure d'environ 10.000 MW à la consommation d'électricité, ce qui a entraîné une augmentation instantanée de la fréquence du réseau de 50 Hz à 51,4 Hz. Dans les premiers instants de la perturbation, l'action du réglage de la fréquence<sup>14</sup> et le découplage automatique d'un nombre significatif d'unités de production décentralisées sensibles aux fréquences dépassant 50 Hz a permis de ramener rapidement la fréquence à 50,3 Hz. Selon les gestionnaires de réseaux concernés, 6.200 MW de production éolienne ont été déconnectés suite à l'action des dispositifs de protection de ces installations. Le recouplage automatique et incontrôlé de cette production après quelques minutes a entraîné une nouvelle augmentation de la fréquence. Par conséquent, les gestionnaires de réseaux ont dû solliciter de nouvelles baisses de production ou le démarrage d'unités de pompage pour revenir à l'équilibre entre l'offre et la demande dans cette zone.

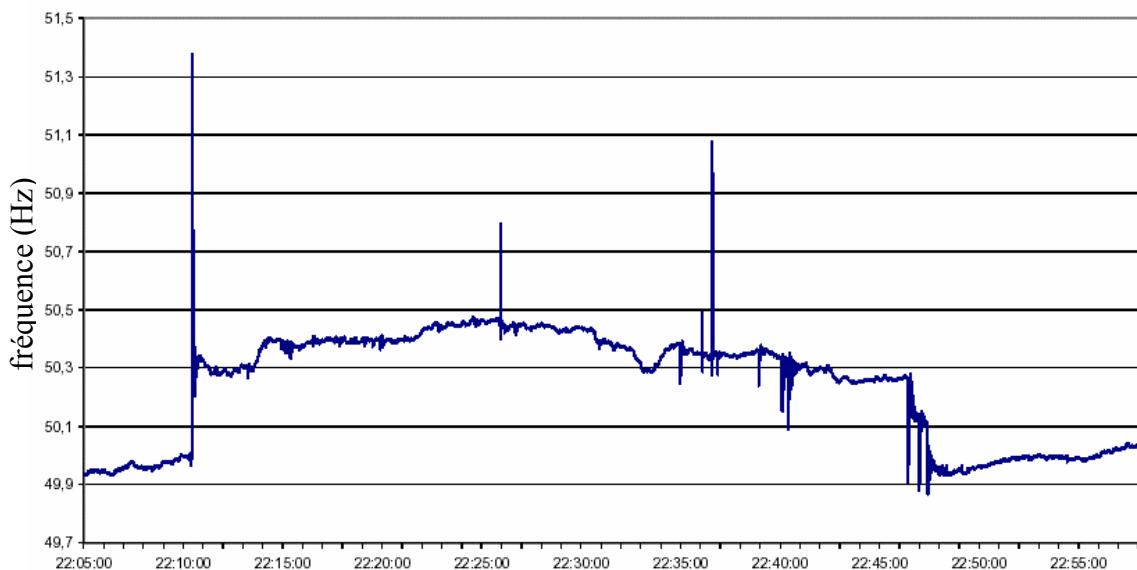
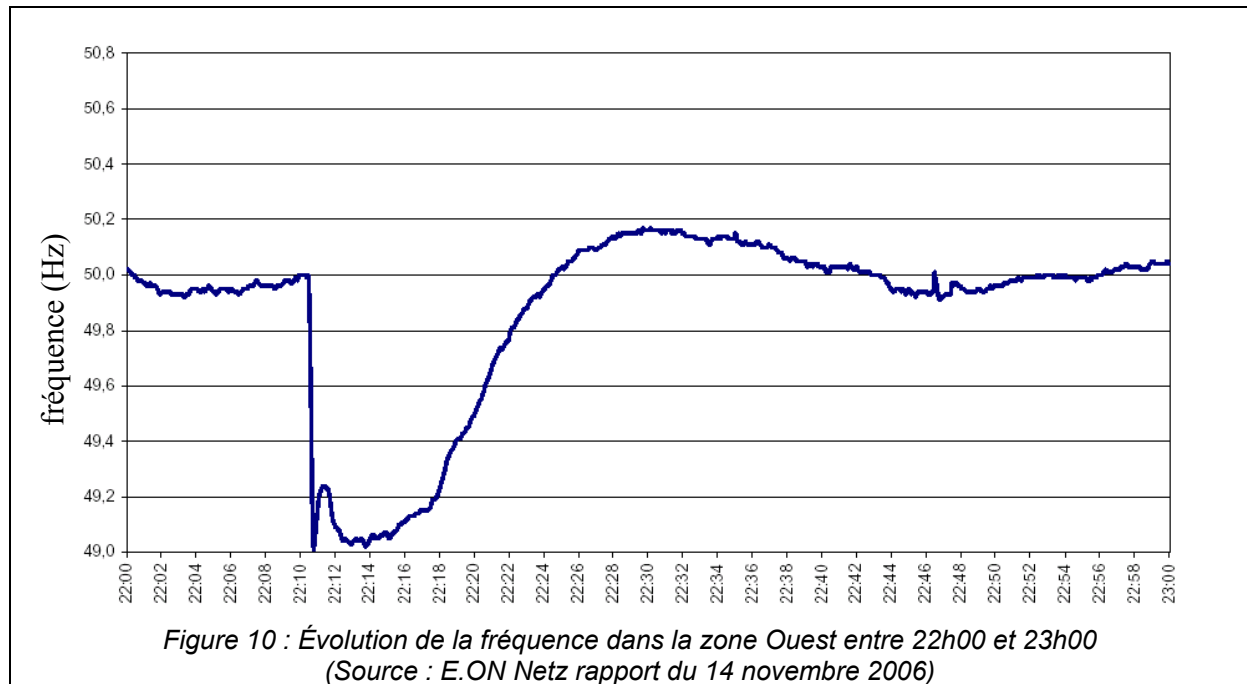


Figure 9 : Évolution de la fréquence dans la zone Nord-Est entre 22h00 et 23h00  
(Source : Rapport final de l'UCTE du 30 janvier 2007)

- Dans la **zone Ouest**, dans laquelle se situait la France, la production était inférieure à la consommation d'environ 9000 MW. La fréquence du réseau a, donc, chuté immédiatement, jusqu'à 49 Hz. Le déficit de production étant supérieur au

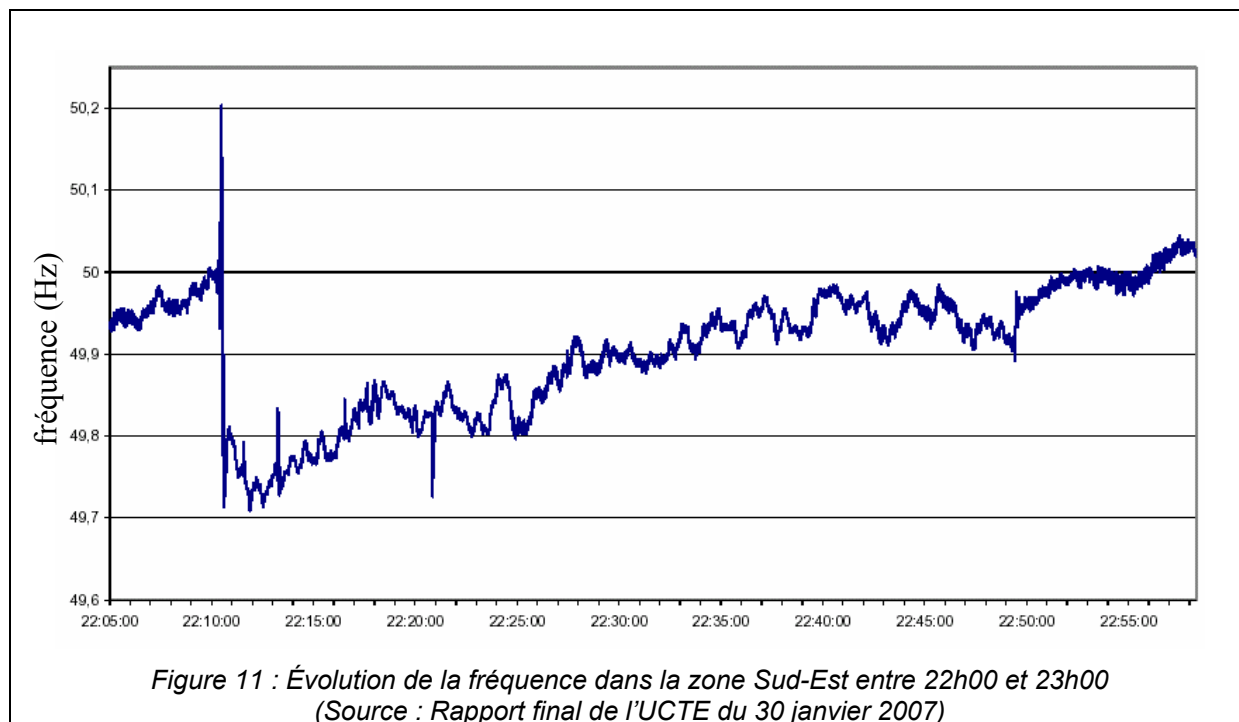
<sup>14</sup> Une partie des régulateurs secondaires fréquence/puissance active ont commuté automatiquement ou manuellement en mode « *fréquence pure* » juste après l'incident.

dimensionnement des réserves de réglage fréquence/puissance active disponibles dans cette zone, l'action de ce réglage a dû être complétée par la mise en œuvre de délestages automatiques de consommation qui sont détaillés dans le chapitre 7. La chute de fréquence a également conduit à la coupure de l'interconnexion entre l'Espagne et le Maroc pour protéger le système électrique du Maghreb. Du fait de la séparation du réseau de l'UCTE, les échanges physiques aux interconnexions ont été bouleversés. La France a exporté de manière importante sur toutes ses frontières. Les exportations françaises ont atteint 11.238 MW juste après la séparation (22h12) et plus de 13.000 MW (22h20) lors de la phase de rétablissement de la fréquence à 50 Hz. Ces échanges illustrent la contribution du système électrique français à la sauvegarde de la zone Ouest de l'UCTE et au rétablissement de conditions acceptables de fonctionnement.



- La **zone Sud-Est** a, elle aussi, connu un déficit de production, mais plus faible : 770 MW. Par conséquent la fréquence a diminué de façon moins importante, atteignant 49,7 Hz environ. L'action du réglage fréquence/puissance active<sup>15</sup> et les ajustements de production ont permis de stabiliser en quelques minutes la fréquence à un niveau acceptable.

<sup>15</sup> Le réglage secondaire fréquence/puissance active du gestionnaire de réseaux grecque HTSO a commuté en mode « fréquence pure » vers 22h14.



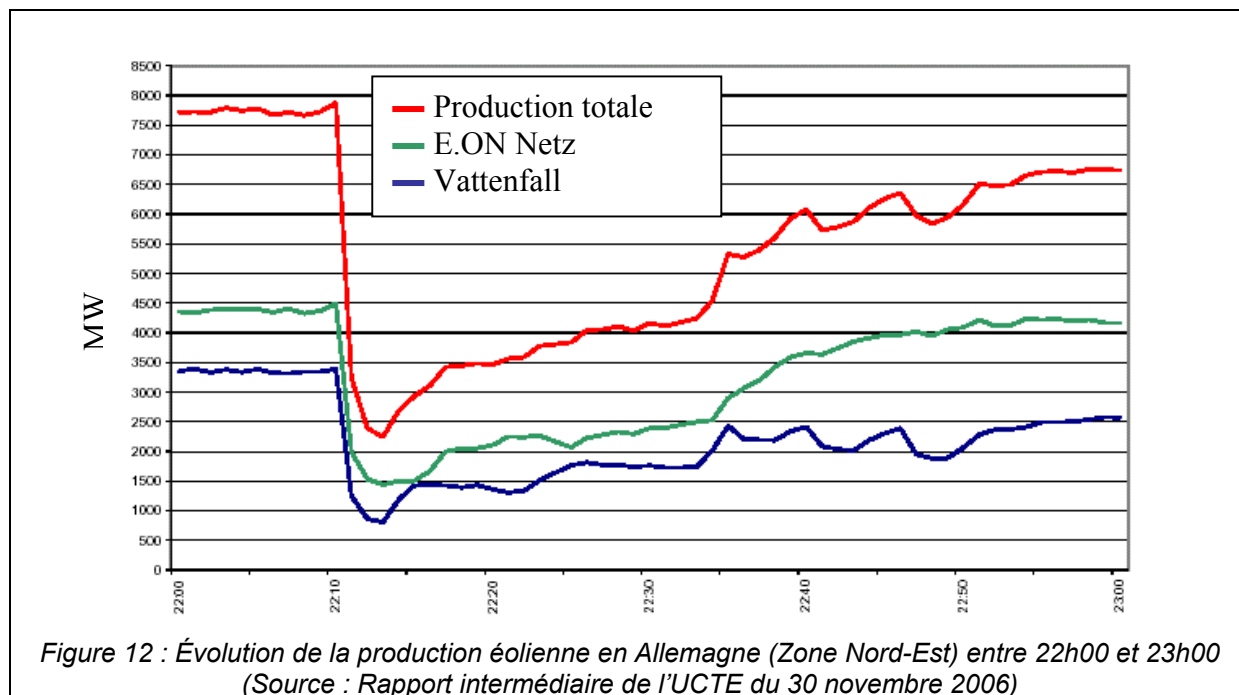
## 5.2. - Le comportement de la production d'électricité

À l'exception d'un groupe de 700 MW en Espagne, aucune centrale de production d'électricité importante, raccordée aux réseaux de transport, n'a déclenché dans la zone Ouest.

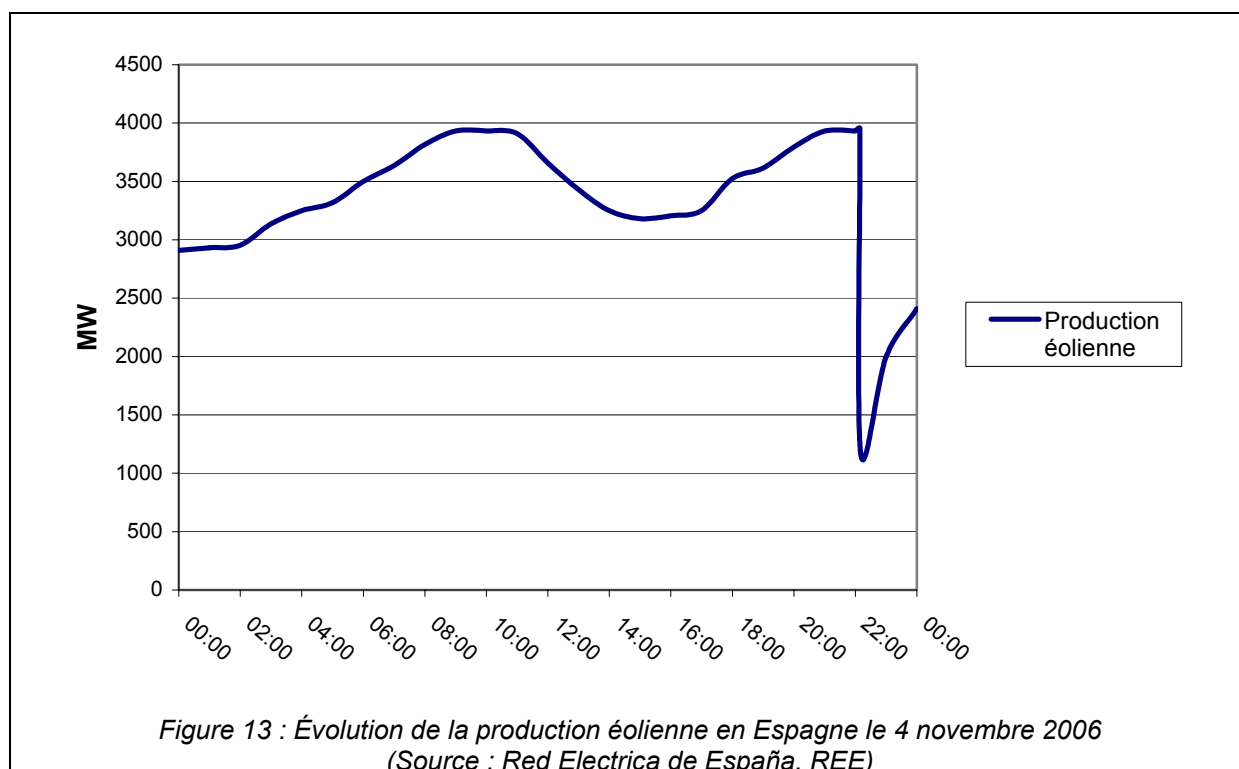
Au contraire, c'est la production d'électricité décentralisée qui a compliqué la tâche des gestionnaires de réseaux de transport de l'UCTE en contribuant aux déséquilibres entre la production et la consommation apparus dans les différentes zones.

Dans la zone Nord-Est, la déconnexion immédiate de 6.200 MW de production éolienne, à cause de l'augmentation de la fréquence, a tout d'abord eu un effet bénéfique en contribuant à diminuer la production alors excédentaire. Toutefois, quelques minutes après l'incident, ces installations se sont reconnectées au réseau de manière automatique et incontrôlée. Par conséquent, elles ont créé un nouveau déséquilibre entre la production et la consommation, conduisant à une nouvelle augmentation de la fréquence.





Dans la zone Ouest, la production d'électricité décentralisée, notamment éolienne, a également contribué à creuser le déficit de production. Ces installations se sont déconnectées massivement suite à la chute de la fréquence. En particulier, l'Espagne a perdu 2.820 MW de production éolienne.



En France, 2.882 MW de production décentralisée se sont découplés du réseau lors de la chute de fréquence. Il s'agissait pour l'essentiel de centrales de cogénération.

*Le développement de la production décentralisée ne permet plus de considérer celle-ci comme marginale vis-à-vis de la sûreté du système électrique de l'UCTE.*



*Par conséquent, les gestionnaires de réseaux de transport devraient disposer d'une visibilité et d'un contrôle suffisant sur le comportement de cette production. Cela implique, notamment, que ces gestionnaires de réseaux aient une connaissance suffisante de la puissance injectée à chaque instant et que les recouplages soient soumis à leur autorisation.*

*De même, le développement important de la production d'électricité éolienne en France, annoncé par l'arrêté du 7 juillet 2006, relatif à la programmation pluriannuelle des investissements de production d'électricité, devrait être accompagné par des mesures réglementaires nécessaires pour mieux garantir la sûreté du système électrique.*

## **6. - Mise en œuvre des plans de défense en France et dans la zone Ouest de l'UCTE**

### **6.1. - Actions de sauvegarde et plan de défense**

Les mesures curatives prévues par RTE<sup>16</sup> pour faire face aux perturbations du fonctionnement du système électrique sont regroupées en deux niveaux.

Un premier niveau regroupe l'ensemble des actions destinées à contenir les phénomènes dont la dynamique est compatible avec une intervention humaine : ce sont les **actions de sauvegarde**. Il s'agit en particulier de la modification des programmes des groupes de production, du délestage rapide de la clientèle ou encore du blocage des régleurs en charge<sup>17</sup> des transformateurs.

Le deuxième niveau regroupe l'ensemble des actions destinées à contenir les phénomènes dont la rapidité d'apparition et d'évolution exclut toute possibilité d'intervention humaine : c'est le **plan de défense**.

Le plan de défense comprend les actions suivantes :

- la séparation automatique des régions ayant perdu le synchronisme ;
- le délestage automatique de consommation sur baisse de fréquence ;
- le blocage automatique des régleurs en charge des transformateurs HTB/HTB et HTB/HTA sur baisse de tension ;
- l'ilotage automatique des groupes thermiques nucléaire et à flamme sur leurs auxiliaires.

Ces actions curatives interviennent automatiquement en fonction de la nature de la perturbation et de la gravité de la situation.

### **L'organisation des délestages en France<sup>18</sup>**

Lorsque les autres lignes de défense mises en place par RTE sont contournées, les délestages fréquentométriques de la consommation interviennent en dernier recours. Il s'agit d'un délestage opéré automatiquement, sur un critère de seuil de fréquence, et sélectivement sur les départs<sup>19</sup> de distribution en HTA des postes sources et sur les installations non prioritaires des clients raccordés au réseau public de transport.

<sup>16</sup> RTE, Mémento de la sûreté du système électrique.

<sup>17</sup> Système d'asservissement de la tension par modification du rapport de transformation.

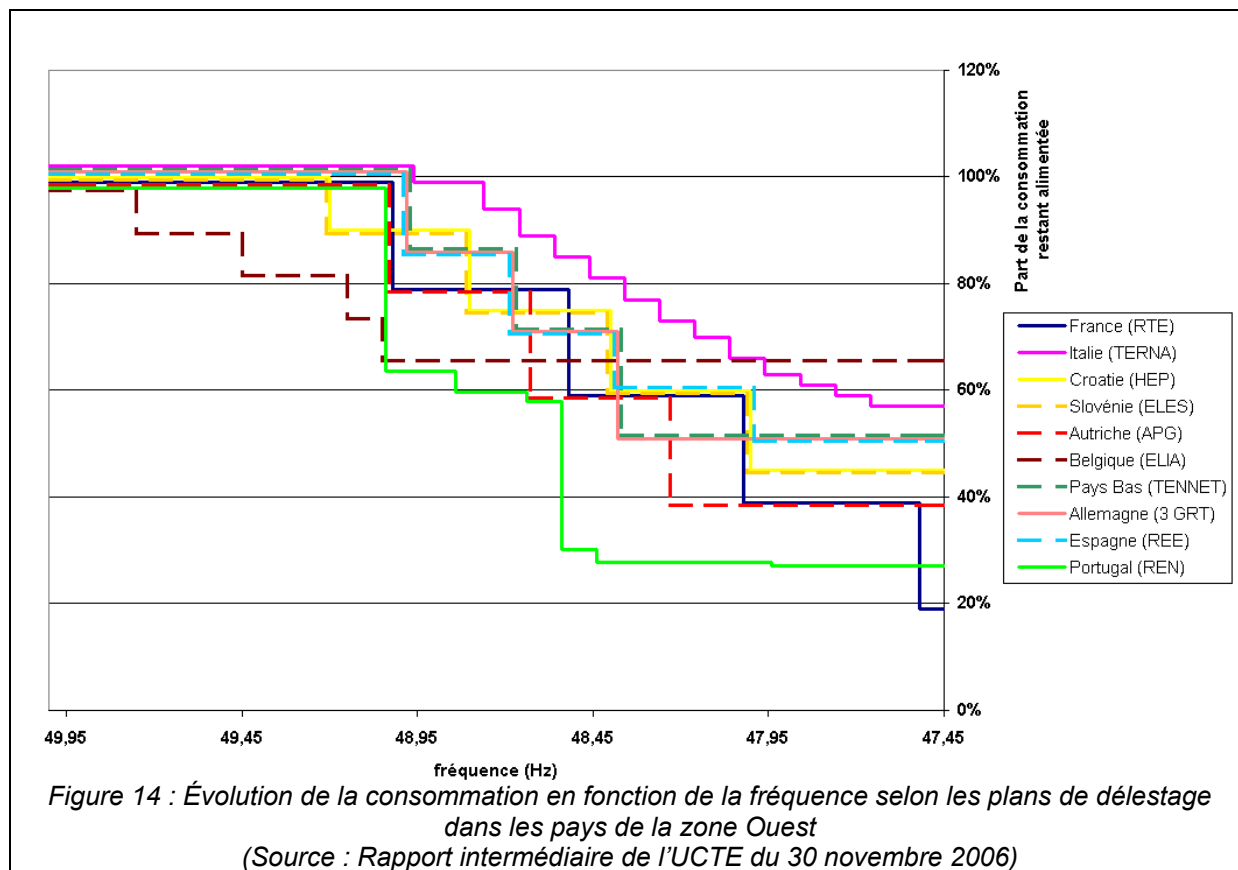
<sup>18</sup> RTE, Mémento de la sûreté du système électrique.

<sup>19</sup> Ligne ou câble électrique partant d'un poste électrique.

En France, les seuils de délestages sont fixés à : **49 Hz, 48,5 Hz, 48 Hz et 47,5 Hz.**

Chaque seuil est associé à un échelon de délestage. Pour la distribution, le volume de chaque échelon doit correspondre à **20 %** de la consommation totale.

L'organisation des délestages dans les différents pays européens présente une certaine disparité comme le montre le graphique suivant.



En particulier, à ce jour, la Suisse n'est pas équipée d'un système automatique de délestage fréquentométrique. Il semble que le déploiement d'un tel système dans ce pays ne sera achevé que pour la fin de l'année 2007.

*La coexistence de plans de délestage différents et n'ayant, semble t'il, fait l'objet d'aucune coordination lors de leur élaboration est incompatible avec l'interdépendance propre aux systèmes électriques synchrones. Par ailleurs, cela contrevient à l'idée d'une participation équitable des pays à la sûreté de fonctionnement du réseau de l'UCTE. Par conséquent, il est nécessaire que les règles de l'UCTE définissent précisément l'organisation des délestages. Une telle définition harmonisée serait de nature à faciliter le respect par les États membres de leurs obligations découlant du 1.a) de l'article 4 de la directive européenne 2005/89/CE du 18 janvier 2006.*

## 6.2. - Les règles d'exploitation de l'UCTE et les dispositions réglementaires françaises

Parmi les actions curatives prévues par le plan de défense, il sera ici uniquement question des délestages automatiques qui ont été mis en œuvre le 4 novembre 2006.

Les règles de l'UCTE<sup>20</sup> demandent que soient installés des dispositifs de délestage automatiques de la consommation, agissant sur critère de fréquence. Les délestages doivent débiter à une fréquence égale ou inférieure à 49 Hz. L'UCTE recommande<sup>21</sup>, de plus, que ces délestages interviennent par échelons successifs répartis tous les 0,3 Hz à 0,5 Hz et comportant chacun de 10 % à 20 % de la consommation. Le dernier niveau de délestage doit intervenir au plus tard à 47,5 Hz qui est la fréquence de découplage des groupes de production, synonyme de *black-out*.

Par ailleurs, les règles de l'UCTE prévoient que les groupes de pompage, utilisés pour le stockage de l'énergie dans les barrages, peuvent être automatiquement arrêtés à une fréquence supérieure à 49 Hz<sup>22</sup>.

Pour sa part, la réglementation française précise les modalités d'application des délestages. L'arrêté du 5 juillet 1990, modifié par l'arrêté du 4 janvier 2005, fixant les consignes générales de délestage sur les réseaux électriques prévoit que « *les organismes et établissements assurant la distribution d'électricité peuvent temporairement restreindre ou suspendre la fourniture à tout ou partie des usagers* » lorsque l'alimentation en électricité est de nature à être compromise.

Par ailleurs, cet arrêté prévoit le maintien d'un service prioritaire pour la satisfaction des besoins essentiels de la nation. Ce service doit permettre le maintien de l'alimentation en énergie électrique pour certaines installations comme les hôpitaux ou des sites industriels « *sensibles* ». Les préfets établissent la liste des usagers devant bénéficier du service prioritaire. L'ensemble des installations concernées appartient alors à un dernier échelon non-délestable.

Par ailleurs, l'arrêté du 6 octobre 2006, relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport de l'électricité d'un réseau public de distribution, précise que « *le gestionnaire du réseau public de distribution organise les départs HTA situés à l'aval du poste source pour constituer des échelons de délestage sélectif, autant que possible équilibrés* ». Il doit également équiper « *ces départs d'organes de manœuvre et d'automates conçus pour pouvoir actionner les échelons de délestage [...] lorsque des critères de fréquences basses sont atteints* ». « *Les caractéristiques fonctionnelles des relais fréquencemétriques de délestage doivent respecter les spécifications du gestionnaire du réseau public de transport* ».

Enfin, les modalités générales d'application de ces dispositions « *sont précisées dans le référentiel technique du gestionnaire du réseau public de transport [et] sont détaillées de façon spécifique dans le cas de chaque raccordement dans les conventions de raccordement et d'exploitation* ». Bien que cet arrêté semble clairement définir les obligations des gestionnaires de réseau public de distribution, il ne s'applique qu'aux postes sources créés après son entrée en vigueur (16 février 2007).

Le manque de précision des règles de l'UCTE explique le constat du paragraphe 6.1 sur la disparité des plans de délestage.

<sup>20</sup> UCTE Operation Handbook, Policy 1 : Load frequency control, Chapter E. Measures for emergency conditions, Requirement 1.

<sup>21</sup> UCTE Operation Handbook, Policy 5 : Emergency operations, Chapter A. Operation in insecure conditions, guidelines 6.

<sup>22</sup> Le plus souvent à partir de 49,6 Hz ou 49,5 Hz.

*Avant l'arrêté du 6 octobre 2006, aucune obligation réglementaire précise ne pesait sur les gestionnaires de réseaux publics de distribution concernant la mise en œuvre des plans de délestage. Toutefois, le nouveau cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité français, approuvé par décret du 23 décembre 2006, stipule, à l'article 32 relatif aux délestages, qu'« en cas d'impossibilité d'assurer l'équilibre des flux, le concessionnaire demande aux gestionnaires de réseaux publics de distribution et aux consommateurs directement raccordés au réseau public de transport de réduire immédiatement leur soutirage dans les proportions et durées qui lui apparaissent nécessaires pour la sauvegarde de l'équilibre du réseau ». Cette disposition, d'ordre public, établit clairement l'obligation pour tous les gestionnaires de réseaux publics de participer au délestage.*

*Enfin, RTE devra préciser dans son référentiel technique les principes de mise en œuvre des plans de délestage tel que prévu par l'arrêté du 6 octobre 2006.*

### **6.3. - La mise en œuvre des délestages fréquentométriques dans la Zone Ouest le 4 novembre 2006**

Comme il est présenté au paragraphe 5.1, le déséquilibre instantané entre la production et la consommation a entraîné, dans la zone Ouest, une chute de la fréquence qui n'a pu être enrayerée par le seul réglage fréquence/puissance active.

Ainsi, comme le prévoient les règles de l'UCTE, des installations de pompage en fonctionnement ont été automatiquement arrêtées suite à la baisse de fréquence.

<b>Pays (GRT)</b>	<b>Pompage délesté</b>
Allemagne (EnBW)	457 MW
Allemagne (E.ON Netz)	240 MW
Autriche (partie Ouest)	297 MW
Espagne (REE)	156 MW ( <i>automatique</i> ) 414 MW ( <i>manuel</i> )

(Source : ERGEG, UCTE et RTE)

Au moment de l'incident, aucune installation de pompage n'était en fonctionnement en France selon RTE<sup>23</sup>.

Malgré ces premiers délestages, la fréquence a atteint 49 Hz provoquant l'activation des dispositifs automatiques de délestage de consommation des pays concernés.

Le tableau suivant figure la part de la consommation affectée par les coupures dans les différents pays de la zone Ouest.

<b>Pays (GRT)</b>	<b>Consommation délestée<sup>24</sup></b>	<b>% de la consommation (pompage délesté inclus)</b>
Allemagne (EnBW)	158 MW	2 % (8 %)
Allemagne (E.ON Netz)	400 MW	8,75 % (14 %)

<sup>23</sup> En France, les unités de pompage sont équipées de relais de protection fréquentométrique permettant un déclenchement automatique par palier à 49,6 Hz puis 49,2 Hz.

<sup>24</sup> Ces valeurs n'incluent pas, lorsque les données disponibles le permettaient, la consommation des installations industrielles ayant déclenchées pour d'autres raisons que les délestages fréquentométriques.

Pays (GRT)	Consommation délestée <sup>24</sup>	% de la consommation (pompage délesté inclus)
Allemagne (RWE)	2.000 MW	13 %
Autriche (partie Ouest)	127 MW	5,4 % (18 %)
Belgique (Elia)	700 MW	8 %
Croatie (HEP)	199 MW	14 %
Espagne (REE)	2.100 MW	7,64 % (10 %)
France (RTE)	6.260 MW	11 %
Italie (Terna)	2.350 MW	6,6 %
Luxembourg (Sotel exploité par Elia)	120 MW	-
Pays Bas (TenneT)	190 MW	1,9 %
Portugal (REN)	1.101 MW	19 %
Slovénie (ELES)	113 MW	8 %
Suisse <sup>25</sup> (ETRANS)	7 MW	0,1 %
<b>Total</b>	<b>15.825 MW</b>	<b>8,26 %</b>

(Source : ERGEG et UCTE)

On observe une disparité dans la contribution des différents pays au rétablissement de l'équilibre entre la production et la consommation.

Plusieurs facteurs peuvent expliquer ce constat. Tout d'abord, le paragraphe 5.1 a montré que l'organisation des délestages fréquentométriques n'était pas la même dans tous les pays concernés. Ensuite, les relevés de fréquence communiqués par les gestionnaires de réseaux de transport révèlent des différences dans la zone Ouest : en Espagne, la fréquence a atteint 48,95 Hz alors qu'aux Pays Bas elle est restée supérieure à 49 Hz. Enfin, la précision des mesures de fréquence<sup>26</sup> a pu conduire certains dispositifs de délestage à ne pas déclencher, étant donné que la fréquence n'est pas descendue nettement en dessous de 49 Hz.

*Cette première mise en œuvre à grande échelle des plans de délestages européens doit être l'occasion d'un retour d'expérience sur leur efficacité et leur mise en œuvre par les acteurs concernés.*

#### 6.4. - La mise en œuvre des délestages fréquentométriques en France

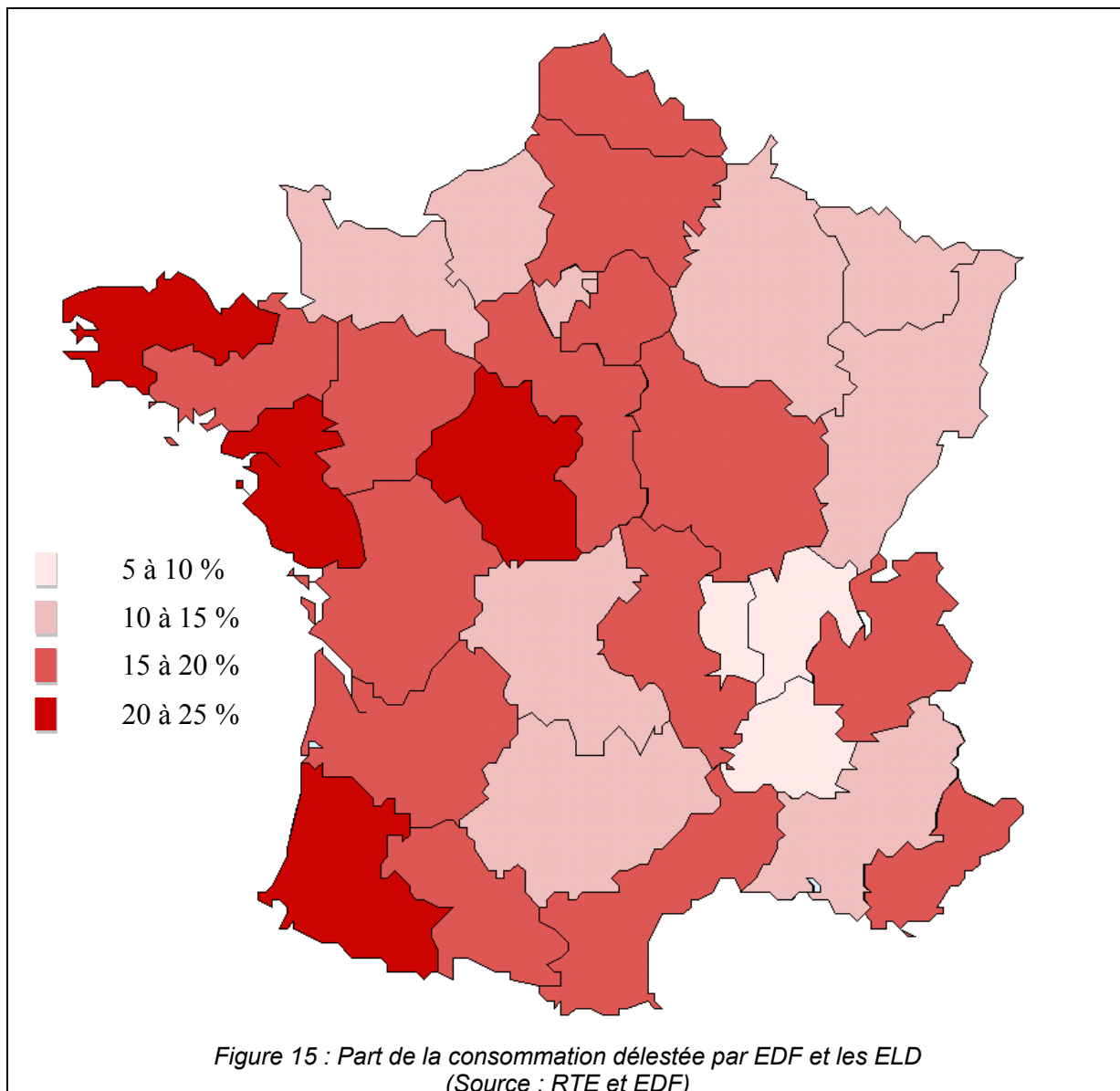
En France, les dispositifs de délestage fréquentométriques de la consommation sont sous la responsabilité des gestionnaires de réseaux de distribution.

Le 4 novembre 2006, 6.100 MW de consommations ont été délestés par le principal gestionnaire français de réseaux de distribution, EDF, soit 16,3 % des soutirages. Par ailleurs, 160 MW ont été délestés par les entreprises locales de distribution (ELD), soit 9,3 % des soutirages. Cette différence pourrait s'expliquer par l'absence de dispositif de délestage fréquentométrique sur le réseau de certaines ELD. En effet, certaines d'entre elles se sont comportées comme attendu, alors que les autres ont peu ou pas participé.

La carte suivante présente la part de la consommation qui a été délestée. Le découpage géographique correspond aux agences de conduite régionales d'EDF. Néanmoins, les valeurs représentées tiennent également compte des délestages opérés par les ELD lorsque les données correspondantes étaient disponibles.

<sup>25</sup> La Suisse ne dispose pas encore d'un système automatique généralisé de délestage.

<sup>26</sup> Jusqu'à 0,1 Hz selon les règles de l'UCTE.

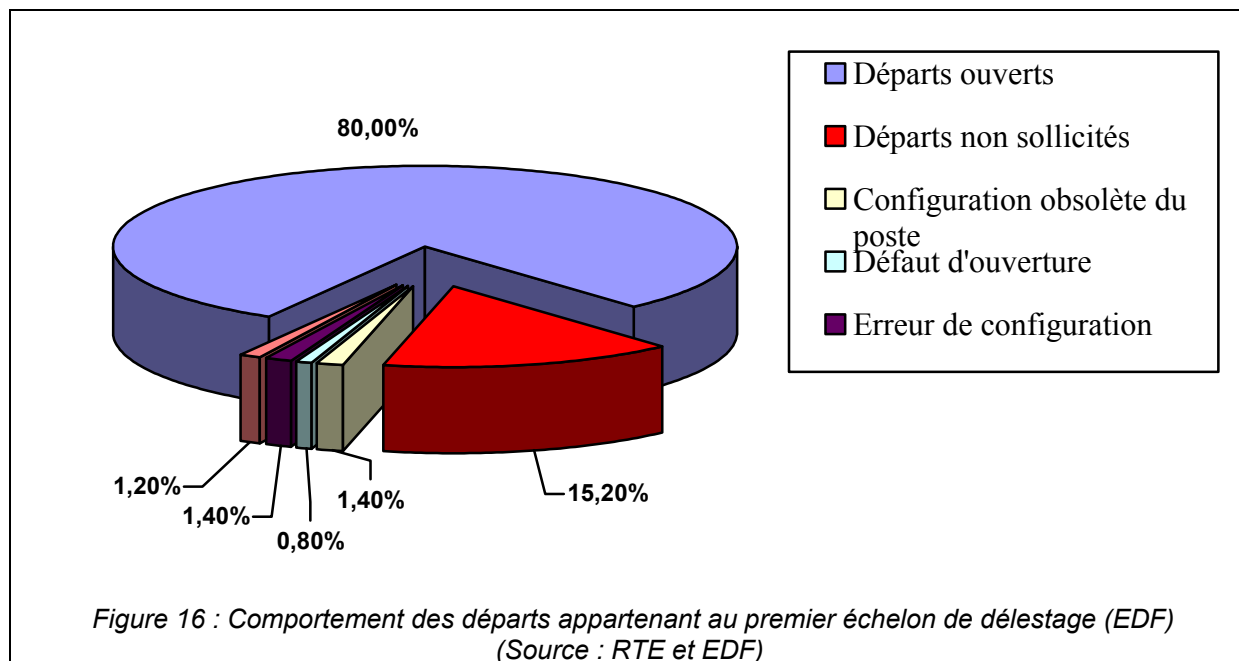


Il apparaît que les régions ont été différemment impactées. Les raisons de ces disparités font l'objet d'une étude par EDF. Néanmoins, les gestionnaires de réseaux avancent que la précision des mesures de fréquence des automates de délestage, de  $\pm 0,15$  Hz<sup>27</sup>, pourrait être l'une des causes de ce constat. En effet, la fréquence n'est pas descendue en dessous du domaine de tolérance [48,85 Hz ; 49,15 Hz], ce qui pourrait expliquer que toutes les protections n'ont pas déclenché.

Il conviendra toutefois que les gestionnaires de réseau précisent comment la tolérance sur la précision des mesures de fréquence peut entraîner des disparités géographiques, par exemple en fonction de différences de fréquence atteinte.

Par ailleurs, selon les premières analyses, 80 % des départements appartenant au premier échelon de délestage se sont ouverts sur le réseau d'EDF.

<sup>27</sup> On notera que cette caractéristique n'est pas conforme aux règles UCTE.



Les départs non sollicités s'expliquent, a priori, par la tolérance sur la précision des mesures de fréquence, telle qu'elle a été décrite précédemment.

*Les gestionnaires de réseaux de distribution français doivent tirer toutes les conséquences du retour d'expérience sur le fonctionnement des dispositifs de délestage afin de limiter les dysfonctionnements à l'avenir. Il conviendra de préciser les raisons de la disparité des volumes délestés selon les régions.*

*Par ailleurs, il est nécessaire que chaque gestionnaire de réseaux de distribution installe et maintienne en conditions opérationnelles les dispositifs de délestage fréquencemétriques nécessaires pour contribuer équitablement au maintien de l'équilibre entre la production et la consommation.*

*Le bon fonctionnement de ces dispositifs et la pertinence des plans de délestages doivent être contrôlés régulièrement par les autorités publiques compétentes avec l'appui technique du gestionnaire du réseau de transport responsable, selon le II de l'article 15 de la loi du 10 février 2000, d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande sur ce réseau. Un cahier des charges fonctionnel élaboré par ces mêmes acteurs devrait définir préalablement le résultat attendu des réseaux publics de distribution.*

## 7. - Le retour au fonctionnement normal du système

### 7.1. - La reprise progressive de l'alimentation dans la zone Ouest

Après avoir arrêté la chute de la fréquence grâce aux délestages, les gestionnaires de réseaux de transport de la zone Ouest ont procédé à une augmentation de la production, essentiellement hydraulique, pour ramener la fréquence du réseau synchrone à 50 Hz et permettre la reprise progressive de l'alimentation des consommateurs délestés.

Le tableau suivant présente la contribution des différents gestionnaires de réseaux à cette augmentation de production.

<b>Pays (GRT)</b>	<b>Augmentation de puissance</b>
Allemagne (EnBW)	1.058 MW
Allemagne (E.ON Netz)	418 MW
Allemagne (RWE)	1.200 MW
Autriche (partie Ouest)	650 MW
Belgique (Elia)	320 MW
Croatie (HEP)	77 MW
Espagne (REE)	3.696 MW
France (RTE)	4.955 MW
Italie (Terna)	2.800 MW
Pays Bas (TenneT)	140 MW
Portugal (REN)	1.015 MW
Slovénie (ELES)	90 MW
Suisse (ETRANS)	50 MW
<b>Total</b>	<b>16.094 MW</b>

(Source : ERGEG, UCTE et RTE)

Il apparaît que la France a largement participé à ce processus en fournissant près du tiers de l'augmentation globale de puissance dans la zone Ouest.

La réalimentation de l'ensemble des clients européens délestés a été effective vers 23h45, selon les informations disponibles.

Cette phase de « *relestage* » n'a donné lieu à aucune coordination entre les gestionnaires de réseaux de transport. Il semble que, dans certains pays, les gestionnaires de réseaux de transport aient donné l'ordre de réalimentation avant que la fréquence ne soit revenue à 50 Hz. Par ailleurs, quelques gestionnaires de réseaux de transport rapportent que des gestionnaires de réseaux de distribution ont réalimenté les charges sans leur accord, alors que la situation n'était pas encore maîtrisée.

En France, RTE a donné l'ordre de « *relestage* » en deux demi-échelons<sup>28</sup> : l'un à 22h30 et l'autre à 22h40, afin d'éviter un trop important à-coup de charge. Ces ordres n'ont été transmis qu'à partir du moment où la fréquence était à nouveau supérieure à 50 Hz et où il était assuré que les besoins nécessaires en production étaient disponibles. Les gestionnaires de réseaux de distribution ont ensuite procédé progressivement à la réalimentation des départs délestés depuis les centres de conduite de distribution. Les « *relestages* » ont été achevés vers 23h10.

*L'UCTE devrait établir des règles contraignantes organisant la phase de réalimentation des consommateurs délestés. Ces règles définiraient, en particulier, les conditions sous lesquelles cette phase peut être engagée pour réduire la probabilité d'occurrence de manœuvres prématurées.*

*Par ailleurs, il pourrait être utile que les réglementations nationales soumettent la réalimentation des charges par les gestionnaires de réseaux de distribution à l'autorisation des gestionnaires de réseaux de transport.*

<sup>28</sup> Correspondant chacun à la moitié des départs rattachés au premier échelon de délestage.



## **7.2. - La reconstitution du réseau interconnecté de l'UCTE**

Les gestionnaires de réseaux de transport concernés ont procédé à la resynchronisation des trois zones formées au sein de l'UCTE. Les zones Ouest et Nord-Est ont été recouplées à 23h24 après plusieurs tentatives infructueuses. En effet, le recouplage de deux réseaux électriques peut être rendu difficile par les phénomènes transitoires (oscillations, instabilité, etc.) apparaissant lors des tentatives de fermeture des lignes ayant déclenché. Enfin, la zone Sud-Est a été resynchronisée avec ce nouveau bloc à 23h57, marquant la fin du processus de reconstruction du système électrique de l'UCTE.

## **8. - La coordination et les échanges d'information entre les GRT**

### **8.1. - Lors de la phase de planification**

Selon le rapport intermédiaire de l'UCTE, ni RWE ni TenneT n'ont été consultés lors de l'avancement de l'horaire de mise hors tension de la ligne double 380 kV Diele – Conneforde. Les deux gestionnaires n'ont été informés qu'à 19h00 le 4 novembre 2006, soit quelques heures avant la manœuvre. Par ailleurs, les fichiers de données échangés entre les gestionnaires de réseaux de transport dans le cadre de l'UCTE n'indiquaient pas ce changement.

### **8.2. - Lors de l'incident**

Malgré les échanges entre RWE et E.ON Netz, ce dernier n'a tenu compte que tardivement des différences de réglage des protections de surcharge à chaque extrémité de la ligne 380 kV Wehrendorf – Landesbergen.

La plupart des gestionnaires de réseaux de transport européens n'avaient pas une connaissance précise de l'origine de la perturbation ni de la situation du réseau UCTE pendant les événements.

Pour ce qui le concerne, RTE indique avoir été informé à 22h19, par le coordinateur du réseau de transport d'électricité suisse ETRANS, d'un incident au Nord de l'Allemagne. RTE rapporte également que plusieurs échanges avec les gestionnaires belge, italien et suisse ne lui avaient pas permis d'obtenir d'information.

### **8.3. - Lors de la phase de restauration du système**

Comme, il a été dit au paragraphe 8.2, les phases de réalimentation de la consommation et de resynchronisation des trois zones de l'UCTE ont été peu coordonnées. La seule action coordonnée notable sur la zone Europe de l'Ouest a été réalisée à la demande d'ETRANS. Celui-ci a demandé le changement du mode de pilotage du réglage secondaire fréquence/puissance active afin de privilégier le réglage de la fréquence (passage en mode « *fréquence pure* ») par rapport au mode normal.

*Les événements du 4 novembre 2006 ont montré que les échanges d'informations et de données entre les gestionnaires de réseaux de transport, tels qu'ils existent, n'ont pas permis aux gestionnaires de réseaux d'avoir la visibilité nécessaire sur l'état du réseau interconnecté pendant les événements. Par ailleurs, le manque de coordination lors de la phase de reprise aurait pu être préjudiciable à l'efficacité des mesures prises pendant cette phase. Par conséquent, il conviendrait que*

*l'UCTE mette en place des protocoles d'échange d'informations et de données  
lors des situations de fonctionnement perturbées du réseau interconnecté.*

## Annexe 1 : Le réglage fréquence/puissance active

Face aux évolutions normales de la consommation et aux divers aléas rencontrés en exploitation (pertes de groupes de production ou de charges, évolution des conditions climatiques, *etc.*), le maintien de l'équilibre entre la production et la consommation et d'une valeur satisfaisante de la fréquence nécessite d'adapter en permanence le niveau de la production à celui de la consommation.

Trois niveaux d'action coexistent : le réglage primaire, le réglage secondaire et le réglage tertiaire fréquence/puissance active.

Pour réaliser les adaptations du niveau de production nécessaires, il faut disposer de réserves de puissance active mobilisables soit automatiquement (réglage primaire et secondaire), soit manuellement (réglage tertiaire).

Le **réglage primaire** de fréquence est le dispositif qui permet d'adapter automatiquement et rapidement la production à la consommation. Il intervient de manière décentralisée au niveau des groupes de production, en fonction de l'écart de puissance. Toutefois après l'action du réglage primaire la fréquence du réseau est stabilisée à une valeur différente de la valeur nominale (50 Hz).

L'action du réglage primaire est limitée par le volume de la réserve associée. La réserve primaire disponible est égale à la somme des réserves primaires des groupes de production de l'ensemble du système synchrone de l'UCTE. Les règles de l'UCTE prévoient que celle-ci doit être égale à 3.000 MW. La France contribue à la constitution de la réserve primaire à hauteur d'une valeur déterminée par un calcul fixé par l'UCTE, soit 627 MW environ (au 4 novembre 2006).

Le réglage primaire, laisse, en fin d'action, un écart de fréquence par rapport à la fréquence de référence et provoque une modification des échanges internationaux. L'action du **réglage secondaire** du pays d'origine de la perturbation permet de rétablir la fréquence et les échanges internationaux à leurs valeurs de consigne. La réserve secondaire nécessaire est évaluée par les gestionnaires de réseaux, pour chaque pas de programmation, en fonction de la prévision de consommation.

Un organe centralisé, situé au dispatching national de RTE, élabore un signal envoyé aux groupes de production participant au réglage secondaire afin de modifier leur puissance de consigne. Lors d'une variation importante de la fréquence, le réglage secondaire peut être commuté en **mode « fréquence pure »** dans lequel il se comporte comme le réglage primaire. Ainsi, le réglage automatique de la fréquence a pour seul objectif de stabiliser la fréquence indépendamment de la localisation de l'incident. Par ailleurs, cela permet d'éviter que, suite à la forte perturbation des échanges internationaux, le réglage secondaire ne tende à augmenter l'écart entre la production et la consommation.

Enfin, le **réglage tertiaire**, activé manuellement, vise à la fois à pallier un éventuel déficit de réserve secondaire en cas d'accroissement rapide de l'écart entre la production et la consommation et à rééquilibrer le système en cas d'accroissement lent de cet écart.

## Annexe 2 : Liste des abréviations

<b>Sigle</b>	<b>Désignation</b>
A	ampère
Hz	hertz
kV	kilovolt
MW	megawatt
AEEG	Autorità per l'energia elettrica e il gas
CEER	Council of European Energy Regulators
CRE	Commission de régulation de l'énergie
EDF	Électricité de France
ELD	Entreprise locale de distribution
ERGEG	European Energy Regulators Group for Electricity and Gas
HTA	Haute Tension du domaine A (1 à 50 kV)
HTB	Haute Tension du domaine B (> 50 kV)
RTE	Gestionnaire du réseau de transport d'électricité
UCTE	Union pour la coordination du transport d'électricité

### **Annexe 3 : Liste des figures**

- Fig. 1 :* Carte des systèmes électriques synchrones en Europe
- Fig. 2 :* Carte des pays membres de l'UCTE
- Fig. 3 :* Carte du réseau allemand
- Fig. 4 :* Flux physiques aux interconnexions à 22h09
- Fig. 5 :* Le « *Norwegian Pearl* »
- Fig. 6 :* Carte du réseau de transport dans la région de Papenburg
- Fig. 7 :* Premières lignes ayant déclenché et conduit à la partition du réseau allemand
- Fig. 8 :* Séparation du réseau UCTE en trois zones désynchronisées
- Fig. 9 :* Évolution de la fréquence dans la zone Nord-Est entre 22h00 et 23h00
- Fig. 10 :* Évolution de la fréquence dans la zone Ouest entre 22h00 et 23h00
- Fig. 11 :* Évolution de la fréquence dans la zone Sud-Est entre 22h00 et 23h00
- Fig. 12 :* Évolution de la production éolienne en Allemagne (Zone Nord-Est) entre 22h00 et 23h00
- Fig. 13 :* Évolution de la production éolienne en Espagne le 4 novembre 2006
- Fig. 14 :* Évolution de la consommation en fonction de la fréquence selon les plans de délestage dans les pays de la zone Ouest
- Fig. 15 :* Part de la consommation délestée par EDF et les ELD
- Fig. 16 :* Comportement des départs appartenant au premier échelon de délestage (EDF)