



## **Rapport final de l'ERGEG**

# **Les enseignements à tirer de la panne d'électricité du 4 novembre 2006 en Europe**

*Traduction en français du document original réalisée par la  
Commission de régulation de l'énergie*

**Réf. : E07-BAG-01-06**  
6 février 2007

## Table des matières

<b>RÉSUMÉ</b> .....	<b>3</b>
<b>1 INTRODUCTION</b> .....	<b>3</b>
<b>2 RÉSUMÉ DE L'INCIDENT</b> .....	<b>3</b>
<b>3 ANALYSE DE L'INCIDENT</b> .....	<b>3</b>
3.1 Règle de sécurité N-1 .....	3
3.2 Coopération entre GRT .....	3
3.3 Comportement de la production.....	3
3.4 Problèmes supplémentaires .....	3
3.4.1 Contribution au rétablissement de l'alimentation .....	3
3.4.2 Délestage automatique .....	3
3.4.3 Réglage de la fréquence.....	3
3.4.4 Incohérences entre les rapports publiés.....	3
<b>4 RECOMMANDATIONS</b> .....	<b>3</b>
4.1 Généralités .....	3
4.2 Propositions de mesures et calendrier .....	3
4.2.1 Modifications du Guide d'exploitation de l'UCTE et de son cadre d'application .	3
4.2.2 Orientations sur la sécurité d'exploitation.....	3
4.2.3 Application de la directive sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité	3
4.2.4 Nouvelle législation sur le Réseau électrique européen .....	3
<b>ANNEXE 1 : ANALYSE DE L'EXPLOITATION PRÉVUE ET EN TEMPS REEL DURANT L'ÉVÈNEMENT</b> .....	<b>3</b>
<b>1 LA SITUATION EN ALLEMAGNE</b> .....	<b>3</b>
1.1 Planification opérationnelle .....	3
1.2 Séquence des évènements .....	3
1.3 Retour au fonctionnement normal du système.....	3
<b>2 LA SITUATION DANS LES PAYS EN SUR-FRÉQUENCE</b> .....	<b>3</b>
2.1 Planification opérationnelle .....	3
2.2 Séquence des évènements .....	3
2.3 Retour au fonctionnement normal du système.....	3
<b>3 LA SITUATION DANS LES PAYS EN SOUS-FRÉQUENCE</b> .....	<b>3</b>
3.1 Planification opérationnelle .....	3

---

3.2 Séquence des évènements .....	3
3.3 Retour au fonctionnement normal du système.....	3
<b>ANNEXE 2 : RÈGLES, PROCÉDURES ET APPLICATION DU GUIDE D'EXPLOITATION DE L'UCTE .....</b>	<b>3</b>

## Résumé

Le samedi 4 novembre 2006, les systèmes électriques interconnectés synchrones de l'UCTE ont été affectés par une grave panne ayant pour origine un incident sur le réseau de transport du Nord de l'Allemagne. Cette panne a débuté en Allemagne mais, par la suite, une grande part des systèmes électriques européens interconnectés de l'UCTE ont été touchés. Après le déclenchement de nombreuses lignes à haute tension, le réseau de l'UCTE a été divisé en trois zones (Ouest, Nord-Est et Sud-Est). Cela a entraîné des déséquilibres importants entre la production et la consommation et des écarts de fréquence dans chaque zone.

L'EREGG a mis en place un groupe de travail dédié, l'*Ad Hoc Working Group*, le 7 novembre 2006 pour mener une analyse détaillée de l'incident. Les positions exprimées dans ce rapport final de l'EREGG sont fondées, d'une part, sur des faits rapportés par les gestionnaires de réseau de transport d'électricité (GRT) soit directement aux autorités de régulation nationales, soit par l'intermédiaire de documents qu'ils ont publiés et, d'autre part, sur le rapport final de l'UCTE du 30 janvier 2007. De plus, les conclusions formulées dans le présent rapport reprennent les analyses d'autres incidents de grande ampleur récents, les recommandations de l'EREGG concernant le Guide d'exploitation de l'UCTE (*Operation Handbook*), présentées lors du XII<sup>ème</sup> Forum de Florence en septembre 2005, et un rapport interne de l'EREGG sur la coopération et la coordination nécessaires entre les GRT rédigé en 2006.

Le rapport souligne que plusieurs enseignements importants peuvent être tirés, en ce qui concerne la sûreté et la fiabilité du fonctionnement du réseau électrique européen et la nécessité de règles d'exploitation plus appropriées. Ces problématiques avaient, déjà, été soulevées par les régulateurs après la panne en Italie en septembre 2003 mais elles n'ont pas, encore, été traitées de manière satisfaisante. Les recommandations appellent à une réponse immédiate et exhaustive des institutions européennes et des GRT, en lien avec les régulateurs européens de l'énergie et le CEER/EREGG à un niveau européen, afin de contribuer à éviter que des incidents similaires n'aient lieu à l'avenir ou, s'ils surviennent, à améliorer l'efficacité des plans de défense et de reconstruction du réseau.

Les recommandations s'articulent autour de deux grands axes :

- (1) Il est nécessaire d'améliorer le cadre législatif et réglementaire pour minimiser les risques de futures pannes, telles que celle du 4 novembre 2006.
- (2) Il est nécessaire que des mesures soient prises par les GRT eux-mêmes, avec une surveillance stricte des régulateurs, pour assurer une coordination et une coopération effectives entre eux.

### **Le cadre législatif et réglementaire**

Les événements du 4 novembre révèlent une lacune législative et réglementaire dans le marché européen de l'électricité. Les règles d'exploitation du réseau électrique interconnecté ne reposent pas sur un cadre juridique et opérationnel couvrant l'ensemble de l'Europe. Le cadre actuel dépend de mesures volontaires, principalement prises par les GRT. Cependant, les réseaux électriques interconnectés européens, formant le « Réseau européen » (*EU Grid*), requièrent un cadre juridiquement contraignant se fondant sur une coopération et un contrôle de la conformité pleinement efficace. Un tel cadre ne peut être que partiellement obtenu à partir du règlement européen 1228/2003, c'est-à-dire en s'appuyant principalement sur la coopération et la coordination entre GRT pour les échanges transfrontaliers d'électricité. Des étapes juridiques supplémentaires peuvent être nécessaires pour transposer les dispositions de la directive 2003/54/CE sur l'électricité et de la directive 2005/89/CE sur la sécurité de l'approvisionnement

en électricité. Il est, en particulier, nécessaire de détailler et de préciser les obligations des GRT concernant l'exploitation coordonnée des réseaux électriques au sein du marché intérieur de l'électricité et les échanges d'informations entre les GRT. Les GRT doivent rendre compte aux régulateurs, mais aussi publiquement, de la bonne exploitation des réseaux qu'ils gèrent et de la façon dont ces réseaux interagissent.

L'application d'un tel cadre incluant des règles d'exploitation juridiquement contraignantes est cruciale pour voir émerger un marché de l'électricité pleinement intégré.

### ***Le rôle et les obligations des GRT***

La seconde grande catégorie de recommandations touche aux obligations et aux mesures attendues des GRT pour améliorer la sécurité d'exploitation des réseaux électriques en Europe. Des mesures sont essentielles pour résoudre ces problèmes et satisfaire aux exigences de l'article 9 c) et d) de la directive 2003/54/CE sur l'électricité et de la directive 2005/89/CE sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité qui traite (à l'article 4) de la sécurité d'exploitation des réseaux, y compris de la préparation conjointe, par les GRT, de plans d'urgence avec des protocoles définissant les actions coordonnées à mener et les responsabilités respectives. L'élaboration et le test régulier de plans de reconstitution du réseau doivent être aussi imposés à tous les GRT concernés.

Des règles plus précises et harmonisées d'évaluation et de contrôle coordonnés de la sécurité en temps réel (incluant mais ne se limitant pas à l'analyse de la sécurité en régime établi) doivent être définies par les GRT pour assurer une exploitation sûre des systèmes électriques synchrones. L'application de ces règles doit être contrôlée par les régulateurs. Une communication et des échanges d'informations plus efficaces entre les GRT fourniront une plateforme indispensable à l'amélioration de leur appréciation de l'état du système. Cela permettrait également une meilleure préparation de l'exploitation et, par suite, une amélioration de la coordination de la sécurité d'exploitation des systèmes synchrones.

Les échanges de données en temps réel entre les GRT voisins doivent être précisément définis et dûment mis en œuvre. Ils doivent être réalisés dans le moindre détail, de façon cohérente et le plus efficacement possible par tous les GRT. La portée et la qualité des données échangées devraient également permettre que les applications informatiques de contrôle des systèmes électriques, standard et de pointe, fonctionnent de manière fiable sur des périmètres plus larges. Par ailleurs, l'harmonisation des formats de donnée est essentielle pour améliorer la qualité des échanges, promouvant ainsi la transmission rapide et efficace d'informations entre les gestionnaires de réseaux. Les programmes communs de formation des opérateurs et les systèmes d'aide à la décision amélioreront d'autant plus la sécurité d'exploitation des réseaux.

Il faut, également, s'assurer qu'il existe des échanges d'informations et une coordination en temps réel entre les GRT et les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) concernant la production raccordée aux réseaux de distribution.

Le programme de travail 2007 du CEER et de l'EREGEG détaille plus précisément comment le CEER et l'EREGEG ont pour objectif de répondre efficacement et de façon étayée aux défis qui se présentent.

## 1 Introduction

Le samedi 4 novembre 2006, le réseau interconnecté de l'UCTE a été affecté par une grave panne ayant pour origine un incident sur le réseau de transport du Nord de l'Allemagne. La panne a débuté en Allemagne mais elle s'est ensuite étendue à la majeure partie de l'Europe. Après le déclenchement de plusieurs lignes haute tension, le réseau de l'UCTE a été séparé en trois zones (Ouest, Nord-Est et Sud-Est), ce qui a entraîné d'importants déséquilibres électriques dans chaque zone.

Jusqu'à présent, plusieurs enquêtes ont été entreprises. Le GRT en charge du réseau où l'incident a eu lieu – E.ON Netz GmbH (mentionné dans la suite de ce rapport par « *E.ON Netz* ») – a immédiatement entamé une enquête et a publié un rapport le 14 novembre 2006<sup>1</sup>. D'autre part, l'Union pour la coordination du transport de l'électricité, l'UCTE, a constitué un groupe de travail pour analyser les événements. Le rapport final de l'UCTE a été publié le 30 janvier 2007<sup>2</sup>. Enfin des enquêtes au niveau national ont également été annoncées.

Ce rapport présente le point de vue de l'EREGG sur la panne ayant touché le système de l'UCTE le 4 novembre 2006. Les données présentées ont été collectées par les membres de l'EREGG auprès des GRT affectés ou extraites de rapports déjà rendus publics. Par conséquent, les conclusions de ce rapport dépendent entièrement des données fournies et/ou publiées par les GRT de l'UCTE. Même s'il n'y a aucune raison de douter de la véracité des informations fournies par les GRT, il convient de préciser l'origine des données utilisées. Les membres de l'EREGG n'ont pas réalisé d'audits indépendants pour vérifier l'exactitude des informations fournies par les GRT. Il faut également prendre en compte le fait que les membres de l'EREGG n'ont pas le pouvoir d'exiger ou de vérifier des informations provenant d'un GRT autre que celui de leur propre pays et que leur mandat se base uniquement sur leur pouvoir au niveau national.

Afin de donner un aperçu de l'incident au niveau européen, ce dernier a été examiné dans la plupart des pays affectés. Cette démarche permet une analyse minutieuse des événements et des enseignements qui doivent en être tirés. Il est important de noter que l'objectif du présent rapport de l'EREGG est de mettre en évidence les conséquences qui doivent être déduites à un niveau européen. L'EREGG est pleinement conscient que des GRT ont, de leur côté, lancé des enquêtes. De même, plusieurs régulateurs nationaux préparent leur propre analyse des événements.

Étant donné que plusieurs enquêtes ont été lancées, le présent rapport de l'EREGG se concentre sur les aspects paneuropéens de la panne. Il n'a pas pour objectif de devancer ou de remplacer tout rapport préparé par les régulateurs nationaux ou par toute autre autorité compétente. Cependant, l'EREGG considère que sa contribution est précieuse, en particulier dans le cadre de la revue stratégique sur l'énergie actuellement menée par la Commission européenne. L'EREGG

---

<sup>1</sup> E.ON Netz Report on the status of the investigations of the sequence of events and causes of the failure in the continental European electricity grid on Saturday, Nov. 4, 2006 after 10:10 pm, Investigation status as of Tuesday, Nov. 14, 2006, 10:00 hours (Rapport de E.ON Netz sur l'état d'avancement des enquêtes sur la séquence des événements et les causes de la panne du réseau électrique d'Europe continentale du samedi 4 novembre 2006 après 22h10, état d'avancement des enquêtes au mardi 14 novembre 2006, 10h00); [http://www.eon-netz.com/Ressources/downloads/BerichtBNetzA\\_englisch.pdf](http://www.eon-netz.com/Ressources/downloads/BerichtBNetzA_englisch.pdf)

<sup>2</sup> UCTE Final Report, System Disturbance on 4 November 2006 (Rapport final de l'UCTE, panne du 4 novembre 2006); <http://www.ucte.org/pdf/Publications/2007/Final-Report-20070130.pdf>

va remettre une analyse indépendante à la perspective paneuropéenne. Par conséquent, le rapport propose des recommandations qui insistent sur des actions supplémentaires à prendre au niveau européen.

Le rapport est structuré comme suit. Il débute par un résumé des événements du 4 novembre 2006 servant de base à une analyse qui montre que le cadre actuel ne suffit pas à prévenir efficacement d'autres pannes. Cela conduit au dernier chapitre qui propose des mesures pour réduire, à l'avenir, les risques de pannes de dimension européenne ou, si elles surviennent, pour améliorer l'efficacité des plans de défense et de reconstruction du réseau.

## 2 Résumé de l'incident

L'incident du 4 novembre 2006 est détaillé dans les rapports déjà publiés par le E.ON Netz et par l'UCTE. Du point de vue de l'analyse technique, il ne semble pas nécessaire de procéder à un nouvel examen de la séquence des événements ayant eu lieu avant, pendant et après la panne. Afin de comprendre l'analyse qui suit et les conclusions qui en découlent, un bref résumé est toutefois présenté dans le corps du rapport. Une description plus approfondie figure en Annexe 1, incluant les références utiles.

Le 18 septembre 2006, le chantier naval Meyerwerft, situé dans le Nord de l'Allemagne sur la rivière Ems, a sollicité auprès d'E.ON Netz la mise hors tension de la ligne double 380 kV Conneforde–Diele le 5 novembre à 1h00 du matin pour permettre le passage du paquebot *Norwegian Pearl* sur la rivière Ems vers la mer du Nord. La mise hors tension cette ligne électrique est nécessaire, dans ce cas de figure, pour éviter un possible amorçage lorsque des parties du navire s'approchent des conducteurs. Suite à la demande de Meyerwerft du 3 novembre 2006, E.ON Netz a accepté d'avancer de trois heures l'ouverture de la ligne double 380 kV Conneforde – Diele au 4 novembre à 22h00.

Le 4 novembre 2006 à 21h29, E.ON Netz a effectué un calcul de simulation des conséquences de l'ouverture programmée de la ligne double Conneforde – Diele. Cette simulation se basait sur l'état réel du réseau à ce moment-là et elle n'a signalé aucun dépassement des valeurs limites admissibles. A partir d'une évaluation empirique de l'état du réseau, E.ON Netz a supposé que le critère *N-1* était vérifié par le système. Un calcul des conséquences de la perte d'un élément du réseau après l'ouverture de la ligne double au-dessus de la rivière Ems n'a néanmoins pas été réalisé. A 21h38, E.ON Netz a ouvert la ligne double 380 kV Conneforde - Diele passant au-dessus de la rivière Ems. Comme attendu, le flux électrique a été redistribué vers d'autres lignes situées plus au Sud toujours selon une direction Est-Ouest.

A 22h07, le courant maximal admissible sur la ligne 380 kV Landesbergen – Wehrendorf entre RWE Transportnetz Strom et E.ON Netz a été dépassé et, à la suite de cette alarme, une intervention immédiate était nécessaire pour rétablir un fonctionnement sûr du système.

A 22h10, E.ON Netz a réalisé un changement de topologie dans le poste de Landesbergen en couplant des jeux de barres. La ligne de 380 kV Landesbergen - Wehrendorf a été mise hors tension deux secondes plus tard, par la protection automatique de surcharge. Par reports de charge successifs, le phénomène s'est propagé en cascade vers le Sud et a finalement conduit à la partition du réseau de l'UCTE en trois sous-systèmes : les zones Ouest, Sud-Est et Nord-Est.

Les pays appartenant à la zone Ouest étaient l'Espagne, le Portugal, la France, l'Italie, la Belgique, le Luxembourg, les Pays-Bas, la Suisse, la Slovénie ainsi qu'une partie de la Croatie, de l'Autriche et de l'Allemagne. Un déficit de puissance d'environ 9.000 MW a entraîné une chute

de fréquence jusqu'à approximativement 49 Hz. Cette baisse de fréquence a été interrompue par des délestages automatiques et l'arrêt de stations de transfert d'énergie par pompage.

Les pays de la zone Sud-Est étaient l'ex-République yougoslave de Macédoine, le Monténégro, la Grèce, la Bosnie-Herzégovine, la Serbie, l'Albanie, la Bulgarie, la Roumanie ainsi qu'une partie de la Croatie et de la Hongrie. Cette zone a connu un déficit de puissance plus faible qui a entraîné une chute de la fréquence à environ 49,7 Hz. Par conséquent, ces pays n'ont pas été sérieusement affectés par la panne.

Les pays dans la zone Nord-Est étaient la République tchèque, la Pologne, la Slovaquie, l'Ukraine et une partie de la Hongrie, de l'Autriche et de l'Allemagne. Cette zone s'est trouvée avec un surplus de production. La valeur de la fréquence était supérieure à 50,5 Hz avec des pics atteignant 51,4 Hz.

Les zones Ouest et Est ont finalement été reconnectées à 22h47 après plusieurs tentatives infructueuses. La resynchronisation des zones de l'UCTE a été achevée à 22h49. Le rétablissement de l'alimentation dans tout l'UCTE a été réalisé vers 23h45.

### 3 Analyse de l'incident

Trois aspects essentiels de la panne ressortent de la séquence d'évènements présentée précédemment. (1) La règle de sécurité *N-1* a été enfreinte. (2) Cependant, malgré cette violation, la panne aurait pu être évitée si la coordination entre les GRT avait été meilleure. (3) Le comportement de nombreux producteurs, en particulier les plus petits et ceux raccordés aux réseaux de distribution, ne peut pas être contrôlé ou suivi par les GRT. Outre ces trois points qui sont traités séparément dans les paragraphes suivants, un certain nombre d'autres problèmes qui peuvent être mis en évidence sont regroupés dans la dernière partie de ce chapitre.

#### 3.1 Règle de sécurité N-1

Le premier constat est qu'après l'ouverture de la ligne double 380 kV Conneforde – Diele, le réseau de E.ON Netz ne respectait plus le critère *N-1* étant donné que la perte de la ligne 380 kV Landesbergen – Wehrendorf a causé une cascade de déclenchements de lignes. Si l'ouverture de la ligne double avait été annulée et le passage du navire reporté, la panne n'aurait pas eu lieu.

Avant l'ouverture de la ligne double 380 kV Conneforde – Diele, E.ON Netz signale que les opérateurs du centre de contrôle ont évalué l'état du réseau de façon empirique. Cela pose la question de savoir pourquoi E.ON Netz n'a pas effectué un calcul de sécurité *N-1*. Selon les rapports disponibles, l'opportunité d'un tel calcul est laissée à l'appréciation du centre de contrôle du réseau. Un calcul de sécurité *N-1* réalisé par E.ON Netz aurait pourtant pu montrer que l'ouverture de la ligne double n'était pas acceptable.

En outre, les GRT de l'UCTE se comportent différemment en ce qui concerne l'analyse de la sécurité en temps réel. Contrairement à d'autres GRT de l'UCTE, E.ON Netz n'a pas procédé à l'analyse périodique de la sécurité en temps réel. Le fait que certains GRT ne mènent pas régulièrement des analyses de la sécurité en temps réel est une faille dans la sécurité du système électrique.

L'*Operation Handbook* de l'UCTE demande que « les GRT s'assurent à tout moment du respect du critère *N-1* pour leur propre système » (*Policy 3*, chapitre A, exigence 1). L'EREGG considère que cette condition implique que les GRT effectuent régulièrement une analyse de sécurité *N-1*

soit automatiquement soit manuellement et chaque fois que des changements de topologie sont programmés ou ont lieu.

Avant que le passage du *Norwegian Pearl* ne soit avancé, E.ON Netz a réduit la valeur de la capacité net de transfert (NTC) de 350 MW à la frontière avec le GRT néerlandais TenneT en raison de l'ouverture nécessaire de la ligne double 380 kV. La façon dont cette limitation a été déterminée n'a pas été expliquée. Après avoir avancé le passage du paquebot, la réduction de la capacité d'interconnexion pendant les premières heures du 5 novembre 2006, qui a été maintenue, n'était plus pertinente. Pour le nouvel horaire de passage, aucune réduction des programmes d'échange n'était possible à la frontière germano-néerlandaise à cause des règles d'accès à cette interconnexion en vigueur (les allocations sont fermes, sauf en cas de « *force majeure* »).

Immédiatement après l'ouverture de la ligne double 380 kV Conneforde – Diele, E.ON Netz a reçu plusieurs messages d'alarme l'avertissant que les valeurs limites de sécurité avaient été atteintes. Il aurait dû immédiatement entreprendre des actions correctives. L'examen des mesures correctives possibles aurait dû être mené immédiatement après le déclenchement des alarmes ou même réalisée au moment de la phase de préparation de l'exploitation. La modification du plan de production en Allemagne (ou une modification des échanges entre E.ON Netz et RWE Transportnetz Strom) aurait pu être envisagée. Même la remise sous tension de la ligne double Conneforde – Diele aurait pu être une option étant donné que l'analyse de la séquence des événements révèle qu'il y avait assez de temps pour cela.

En conclusion, deux points doivent être améliorés. Premièrement, l'analyse de sécurité *N-1* doit être réalisée périodiquement par tous les GRT. Une analyse de sécurité périodique et pertinente au sein du réseau maillé de l'UCTE exige des échanges réguliers d'informations en temps réel entre les GRT concernés. Par conséquent, ces échanges d'informations doivent, également, devenir obligatoires. Deuxièmement, il semble nécessaire de déterminer formellement les situations exigeant un calcul spécifique supplémentaire (tout particulièrement lors de l'ouverture programmée de lignes électriques). Afin de disposer de suffisamment de temps pour réaliser ces calculs, les procédures correspondantes doivent être prédéfinies dans la mesure du possible.

Cependant, outre les questions de procédures, l'EREGG a déjà remarqué que la règle dite du *N-1* n'était pas clairement définie dans le Guide d'exploitation de l'UCTE. Cette règle est diversement interprétée, ce qui gêne la bonne coordination entre les GRT. Dans sa note de position sur le Guide d'exploitation de l'UCTE, l'EREGG a souligné qu'une définition plus détaillée et plus précise du critère de sécurité *N-1* devait être envisagée<sup>3</sup>.

### 3.2 Coopération entre GRT

La coopération entre les GRT est essentielle dès lors que les principales interconnexions du système de l'UCTE sont concernées. Comme décrit précédemment, E.ON Netz a fait des efforts pour coordonner ses activités avec les GRT voisins.

---

<sup>3</sup> ERGEG position and recommendations on the UCTE operation handbook (Recommandations et position de l'EREGG sur le manuel d'exploitation de l'UCTE), version mise à jour, 27 novembre 2006, page 3.

- Avant les évènements, E.ON Netz avait informé RWE Transportnetz Strom et TenneT de l'ouverture programmée de la ligne double 380 kV Conneforde – Diele.
- E.ON Netz, RWE Transportnetz Strom et TenneT ont également échangé, au préalable, des informations sur l'anticipation de l'ouverture programmée de la ligne double 380 kV Conneforde – Diele passant au-dessus de la rivière Ems.
- Après l'ouverture de la ligne double à 21h38, les flux d'électricité étaient dans l'ensemble conformes à ce qui était attendu. Cependant, E.ON Netz a reçu des signaux d'alarme concernant les lignes Elsen – Twistetal et Bechterdissen – Elsen indiquant que les valeurs limites d'intensité des deux lignes avaient été atteintes. E.ON Netz a supposé que du fait des capacités de surcharge temporaire des lignes de transport jusqu'à 25 %, il n'était pas nécessaire d'entreprendre immédiatement une action corrective. À 21h41, E.ON Netz et RWE Transportnetz Strom ont échangé à ce propos. Lors de cette conversation téléphonique, RWE Transportnetz Strom a insisté sur la valeur de déclenchement de l'alarme de la ligne Landesbergen – Wehrendorf fixée à 1.800 A. RWE Transportnetz Strom a également informé E.ON Netz que la valeur de déclenchement de la protection de surcharge de cette ligne était réglée à 1.990 A.

Cependant, il faut aussi souligner le manque d'échange d'informations qui a aggravé la situation.

- E.ON Netz n'a pas pris en compte le réglage différent des systèmes de protection à l'extrémité de la ligne 380 kV Landesbergen – Wehrendorf exploitée par RWE Transportnetz Strom. Cette information avait pourtant été communiquée à l'avance par RWE Transportnetz Strom. Le fait de l'avoir ignoré lors de la prise de décisions concernant les actions correctives appropriées est une autre cause principale de l'incident. En outre, il faut remarquer que les réglages des relais de protection aux deux extrémités de chaque ligne d'interconnexion devraient être définis en collaboration par les GRT concernés et les réglages des alarmes et des seuils de déclenchement des protections de surcharge devraient être conjointement acceptés.
- Après que RWE Transportnetz Strom et E.ON Netz ont établi que la valeur limite de sécurité de l'intensité sur la ligne 380 kV Landesbergen – Wehrendorf avait été dépassée, E.ON Netz a réalisé le couplage de jeux de barres au poste de Landesbergen. Cette action a immédiatement entraîné le déclenchement en cascade d'un grand nombre de lignes. E.ON Netz explique que le renforcement du maillage du réseau conduit, en règle générale, à une répartition plus uniforme des flux de puissance, ce qui s'est avéré être une hypothèse erronée dans cette situation. Il est évident que les règles qui ont guidé le processus de prise de décision n'ont pas suffi à éviter la panne. Il est, donc, légitime de se demander si des règles plus précises n'auraient pu empêcher. Outre la nécessité, démontrée par un tel incident, de calculs réguliers de sécurité, la précision des modèles de simulation doit être examinée, notamment en prenant en compte les réglages exacts des systèmes de protection lorsque les limites thermiques des lignes de transport sont définies dans le modèle de simulation.

- Selon le rapport final de l'UCTE<sup>4</sup>, aucune modification des échanges (*counter trading*) entre les Pays-Bas et l'Allemagne n'a été envisagée. Un cadre commun pour la modification des échanges, uniquement dans le cadre du maintien de la sécurité d'exploitation, aurait pu aider à éviter la panne. Apparemment, cette solution n'a pas été prise en compte par les GRT impliqués. L'UCTE devrait justifier le manque d'intérêt pour de telles mesures lorsque les GRT cherchent à résoudre des problèmes de sécurité<sup>5</sup>.
- Pendant la panne, les GRT ont reçu très peu d'informations sur la raison des déclenchements de lignes et leurs conséquences. Plusieurs GRT ne savaient pas que le système UCTE avait été divisé en trois zones. Ils ignoraient l'emplacement des lignes ayant déclenché, les frontières des zones créées, ou encore, l'instant où les différentes zones ont été resynchronisées. Généralement, cependant, les informations disponibles localement pour les GRT ont permis d'entreprendre des actions pour limiter les effets de la panne.
- A l'exception de la modification demandée par le coordinateur du système de transport suisse, Etrans, concernant le réglage secondaire, il n'existe aucune indication d'actions coordonnées en temps réel durant la phase de rétablissement de l'alimentation.

Les points énumérés précédemment soulignent un manque de coordination entre les GRT. Indépendamment du fait que E.ON Netz ait respecté ou non les procédures requises par le Code de réseau du transport d'électricité allemand ou du Guide d'exploitation de l'UCTE, il faut relever qu'une plus grande coopération, de meilleurs échanges d'informations et un meilleur processus décisionnel commun auraient pu permettre d'éviter la panne. Par ses recommandations, l'EREGEG souhaite tout particulièrement aider les GRT dans ce domaine.

Les GRT de la zone de l'UCTE ont élaboré le Guide d'exploitation de l'UCTE afin d'établir des règles harmonisées pour l'exploitation des réseaux de transport. Les régulateurs européens de l'énergie ont analysé le Guide d'exploitation pour identifier les améliorations possibles et nécessaires. Les conclusions de cette analyse ont été présentées par l'EREGEG lors du XI<sup>ème</sup> Forum de Florence en 2004<sup>6</sup> et du XII<sup>ème</sup> Forum de Florence en 2005<sup>7</sup>. La position des régulateurs a été récemment réactualisée. Les principaux points du Guide d'exploitation qui sont en lien avec l'incident traité dans le présent rapport sont résumés à l'Annexe 2.

Le Guide d'exploitation de l'UCTE est une contribution précieuse des GRT qui permet une meilleure coordination entre les GRT et une exploitation plus sûre du réseau synchrone de l'UCTE. Néanmoins, la panne du 4 novembre 2006 a démontré la nécessité d'une modification à court terme du Guide d'exploitation pour qu'il devienne plus approprié et plus précis.

Il faut noter que même si les GRT ont établi un processus pour contrôler et garantir la conformité avec les règles du Guide d'exploitation de l'UCTE, ce dernier n'est pas un document juridiquement contraignant. Par conséquent, les seules règles actuellement contraignantes,

---

<sup>4</sup> Rapport final de l'UCTE, page 21.

<sup>5</sup> Il est évident que les modifications des échanges exigeront l'implication des acteurs de marché, toutefois les principaux concepts et exigences, incluant les règles de présélection technique, devront être proposés par les GRT.

<sup>6</sup> [http://ec.europa.eu/energy/electricity/florence/doc/florence\\_11/ceer\\_security\\_rules.pdf](http://ec.europa.eu/energy/electricity/florence/doc/florence_11/ceer_security_rules.pdf)

<sup>7</sup> [http://ec.europa.eu/energy/electricity/florence/doc/florence\\_12/erreg\\_position\\_op\\_handbook.pdf](http://ec.europa.eu/energy/electricity/florence/doc/florence_12/erreg_position_op_handbook.pdf)

concernant la sécurité d'exploitation des réseaux, sont nationales. Par ailleurs, en cas d'incidents transfrontaliers, la responsabilité des GRT reste insuffisamment définie par les accords, actuellement en vigueur, passés entre les GRT, ce qui a des conséquences négatives sur la protection des intérêts des utilisateurs du réseau dans la quasi-totalité des États membres. Ce problème a déjà été soulevé lors du XI<sup>ème</sup> Forum de Florence en 2004 où il avait été remarqué que des dommages dus à leur non-conformité pouvaient toucher bien plus que les simples signataires de ces accords et qu'il était nécessaire de protéger les utilisateurs du réseau. La nécessité d'une surveillance indépendante du contenu du Guide d'exploitation et de son application est désormais démontrée.

### **3.3 Comportement de la production**

Dans la zone Ouest, le déclenchement des unités de production décentralisées et/ou de petite taille dû à la chute de la fréquence a amplifié le déséquilibre entre la production et la consommation. Le manque de contrôle et d'informations sur les unités de production qu'ont rencontré les GRT s'explique par le fait que beaucoup de ces unités sont raccordées aux réseaux de distribution. Ainsi, le déclenchement automatique et le recouplage incontrôlé de ces unités peuvent avoir une influence lors des situations critiques en augmentant le danger pour le système étant donné que les GRT n'ont pas accès aux données en temps réel des centrales raccordées aux réseaux de distribution pas plus qu'à des données agrégées au niveau d'une zone du réseau ou d'un GRD.

La production provenant de sources d'énergie renouvelables et, en particulier la production d'énergie éolienne, est particulièrement problématique dans ce cas. Au niveau national, des incitations mises en place ont pour but d'augmenter la production à partir de sources renouvelables sans créer trop de barrières à l'entrée pour ces installations. Lorsque la production décentralisée commence à représenter une part importante de la production totale, ces installations doivent participer proportionnellement à la sécurité du réseau. Dans le cas contraire, la production centralisée ne pourra pas compenser l'absence de participation de la production décentralisée au soutien du réseau. Comme le démontre la panne du 4 novembre, il devient de plus en plus important que les unités de production de plus petite taille et/ou décentralisées soient prises en compte pour la sécurité du système. La transmission d'informations par ces producteurs et des procédures pour le déclenchement automatique et le recouplage coordonné doivent être établies de façon à garantir la sécurité du système et à permettre aux GRT de maîtriser son fonctionnement dans la mesure du possible. Des mesures supplémentaires peuvent également être nécessaires concernant l'exploitation du réseau en temps réel.

### **3.4 Problèmes supplémentaires**

Outre les trois points susmentionnés, il convient de souligner quelques autres problèmes.

#### **3.4.1 Contribution au rétablissement de l'alimentation**

Tous les systèmes nationaux n'ont pas contribué dans la même mesure au rétablissement de l'alimentation par l'augmentation de la production. L'EREGG remarque que la coordination entre les gestionnaires du réseau a été insuffisante lors de la phase de rétablissement de l'alimentation. En outre, il semble que certains GRD ont commencé à reconnecter des charges sans aucune coordination avec leurs GRT alors même que les conditions d'exploitation n'étaient pas encore revenues à la normale.

### 3.4.2 Délestage automatique

L'état actuel des plans de délestage implique que chaque système de la zone Ouest ne contribue dans la même mesure au rétablissement de l'équilibre entre la production et la consommation en cas de panne. L'EREGG souligne que les règles de l'UCTE sur le délestage<sup>8</sup> ne sont pas assez précises à ce sujet.

Il s'avère que la proportion de la charge délestée pendant la panne diffère d'un GRT à un autre. Plusieurs facteurs peuvent expliquer ces différences : dans de nombreux pays le premier échelon de délestage est activé lorsque la fréquence passe sous 49 Hz, dans quelques pays non seulement la fréquence mais aussi sa dérivée (vitesse de variation de la fréquence) est utilisée pour définir la puissance à délester à un certain niveau de fréquence, *etc.* Il est alors légitime de se demander si les réglages des relais de protection pour le délestage sont suffisamment coordonnés à travers le réseau européen commun.

### 3.4.3 Réglage de la fréquence

Le rapport final de l'UCTE révèle que des GRT sont passés en mode « *fréquence pure* » à des instants différents et dans des conditions différentes. Dans les zones Nord-Est et Sud-Est, le basculement automatique en mode « *fréquence pure* » effectué par certains GRT a contribué à la limitation de l'augmentation, respectivement de la diminution, de la fréquence. Dans certaines zones d'Europe, où ce changement de mode n'a pas eu lieu, le réglage secondaire de la fréquence a accru le déséquilibre entre la production et la consommation.

Ce mode d'exploitation spécifique a contribué à accélérer le rétablissement de la fréquence du réseau indépendamment de la localisation de l'origine de la panne. La réserve secondaire est, donc, utilisée dans les mêmes conditions que la réserve primaire. Néanmoins, ce mode spécifique ne prend pas en compte le niveau des échanges de chaque zone de contrôle de GRT, soulignant ainsi le principal inconvénient de ce mode s'il n'existe aucune coordination entre les GRT. L'EREGG remarque que ce mode n'est pas défini dans le Guide d'exploitation de l'UCTE.

### 3.4.4 Incohérences entre les rapports publiés

Il existe quelques incohérences dans les rapports disponibles jusqu'à présent. Selon les données fournies par l'UCTE, le flux sur la ligne 380 kV Landesbergen – Wehrendorf a augmenté à partir d'environ 22h01. Cependant, aucune modification soudaine et imprévisible des flux<sup>9</sup> ne peut être identifiée, que ce soit à partir des données fournies par E.ON Netz<sup>10</sup> ou à partir des informations données par d'autres GRT<sup>11</sup>.

D'autre part, l'information selon laquelle la production éolienne était particulièrement importante dans le Nord de l'Allemagne, comme le mentionne le rapport final de l'UCTE<sup>12</sup>, n'est pas étayée

---

<sup>8</sup> Guide d'exploitation de l'UCTE (*Operation Handbook*), *Policy 1* (Chapter E, Requirement 1) et *Policy 5* (Chapter A, Guideline 6).

<sup>9</sup> Rapport de E.ON Netz, page 9.

<sup>10</sup> Rapport de E.ON Netz, page 27.

<sup>11</sup> Par exemple, d'autres GRT allemands n'ont pas signalé d'évolutions inhabituelles des flux sur leur réseau.

<sup>12</sup> Rapport final de l'UCTE, page 30.

par des données justificatives. Il semblerait, même, que ces valeurs étaient normales. Selon les informations fournies par E.ON Netz au régulateur allemand, la production éolienne était supérieure à la valeur moyenne dans sa zone de réglage, mais n'atteignait que 50 % de sa valeur maximale.

## 4 Recommandations

### 4.1 Généralités

L'évènement, qui a entraîné la séparation du réseau de l'UCTE en trois zones et des valeurs de fréquence extrêmement faibles dans une grande partie du système de l'UCTE, est unique dans l'histoire de ce système. Selon le rapport final de l'UCTE, plus de 15 millions de foyers<sup>13</sup> ont été délestés et il s'avère que l'évènement aurait pu tout à fait conduire à des situations de *black-out* dans certaines parties du système de l'UCTE. Il est inquiétant de noter que cet évènement n'a pas été déclenché par des défaillances techniques ou des facteurs externes (telles que des conditions climatiques extrêmes). Par conséquent, des mesures urgentes sont nécessaires pour éviter de telles pannes à l'avenir, dans la mesure du possible.

Trois causes majeures expliquant la panne d'électricité ont été identifiées. La première est la violation du critère de sécurité *N-1* après la mise hors tension de la ligne double 380 kV Conneforde – Diele. Avant l'ouverture de cette ligne, les conséquences sur le respect du critère *N-1* de cette manœuvre n'ont pas été vérifiées par E.ON Netz via un calcul numérique.

La deuxième cause majeure a été le manque de coordination entre les GRT au cours de l'évènement. La planification initiale de la mise hors tension de la ligne double a été dûment préparée par les GRT directement impliqués (E.ON Netz, RWE Transportnetz Strom et TenneT), mais une coordination similaire n'a pas été reproduite au moment de l'ouverture de la ligne double. En outre, les réglages des dispositifs de protection installés aux deux extrémités de la ligne 380 kV Landesbergen – Wehrendorf étaient différents, ce que E.ON Netz n'a pas pris en considération. L'évènement a entraîné une division incontrôlée du réseau de l'UCTE en trois zones sans qu'un seul GRT n'ait, à cet instant, une vue d'ensemble de l'état du système. Cette conclusion appelle à une plus grande coopération et coordination entre les GRT au sein d'un système synchrone.

La troisième cause est que les unités de production décentralisées n'étaient pas surveillées ou pas correctement contrôlées par les GRT. Leur comportement non coordonné pendant la panne n'a fait qu'aggraver ses conséquences et a fait peser le risque d'une instabilité plus grave.

De plus, la recherche d'une coopération accrue demande un examen critique de la philosophie actuelle de l'UCTE. Cette philosophie est fondée sur une approche décentralisée, selon laquelle chaque GRT n'est responsable que de sa zone de réglage. Il n'existe pas de système de supervision centralisé ni de plan d'urgence coordonné permettant d'éviter que les incidents ne se propagent à travers le système de l'UCTE. Il est évident que l'approche décentralisée actuelle offre de nombreux avantages et il est également reconnu que toute modification de la philosophie de contrôle et d'exploitation du système de l'UCTE doit être réalisée avec prudence pour éviter de dégrader la situation actuelle. Il est, donc, recommandé d'analyser si une approche plus

---

<sup>13</sup> Rapport final de l'UCTE, page 6.

centralisée de l'exploitation, de l'organisation des réglages et des plans de reconstitution du système pourrait s'avérer avantageuse.

Finalement, il faut noter que de nombreuses recommandations formulées dans le présent rapport avaient déjà été identifiées dans la réponse du CEER au Livre vert de la Commission européenne<sup>14</sup>. Celle-ci présentait en détail plusieurs actions, dont l'obligation au niveau européen pour les GRT de rédiger et de mettre en œuvre des règles, approuvées par les régulateurs ; l'élaboration d'un Code de réseau européen pour préciser les responsabilités des GRT en précisant, en particulier, des règles concernant le développement, la maintenance et l'exploitation des réseaux ainsi que les échanges d'informations et leur vérification ; enfin, en créant un organisme central qui facilite la coopération entre les GRT à l'échelle de l'Union européenne.

## 4.2 Propositions de mesures et calendrier

Les mesures proposées par l'EREGG suite à la panne du 4 novembre 2006 s'articulent autour d'actions à court terme (un à trois ans) et d'actions à moyen terme (plus de trois ans). Ces propositions incluent des mesures volontaires et d'autres juridiquement contraignantes.

Les actions à court et moyen terme proposées par l'EREGG sont résumées ci-dessous, avec l'indication des délais et des acteurs concernés :

Propositions d'actions	Acteur	Délai
<i>Actions à court terme</i>		
Modifications du Guide d'exploitation de l'UCTE	UCTE	Point d'étape à fin 2007
Guide de bonnes pratiques concernant la sécurité d'exploitation (en lien avec les Orientations sur la gestion des congestions ( <i>Congestion management guidelines</i> ) du règlement européen (CE) 1228/2003	EREGG	4 <sup>ème</sup> trimestre 2007
Modifications du règlement européen (CE) 1228/2003 : Règles de sécurité d'exploitation conformément à l'article 8(4) du règlement (« 4 <sup>ème</sup> guidelines »)	CE Proposition de l'EREGG	2008 – 2009 1 <sup>er</sup> trimestre 2008
Mise en œuvre et contrôle de l'application des dispositions de la directive sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité : obligation pour les GRT d'harmoniser les plans de défense et de reconstitution du réseau	Etats membres	1 <sup>er</sup> décembre 2007 <sup>15</sup>
<i>Actions à moyen terme</i>		
Proposition d'une nouvelle législation concernant le Réseau européen ( <i>European Grid</i> )	CE Proposition de l'EREGG	2008 – 2010 4 <sup>ème</sup> trimestre 2008

<sup>14</sup> CEER response to the Energy Green Paper (Réponse du CEER au Livre vert sur l'énergie), 11 juillet 2006 ; [http://www.ceereu.org/portal/page/portal/CEER\\_HOME/CEER\\_PUBLICATIONS/CEER\\_DOCUMENTS/CEERResponseToGP\\_2006-07-11.pdf](http://www.ceereu.org/portal/page/portal/CEER_HOME/CEER_PUBLICATIONS/CEER_DOCUMENTS/CEERResponseToGP_2006-07-11.pdf)

<sup>15</sup> Date définie dans la directive 2005/89/EC sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité.

Propositions d'actions	Acteur	Délai
Guide de bonnes pratiques concernant le raccordement de la production décentralisée	EREGG	4 <sup>ème</sup> trimestre 2008
Règles de raccordement de la production décentralisée au Réseau européen ( <i>European Grid</i> )	CE Proposition de l'EREGG	2009 – 2010 4 <sup>ème</sup> trimestre 2009

Les actions proposées, ci-dessus, sont détaillées dans les chapitres suivants. En résumé de l'analyse de la panne du 4 novembre, il ressort que des règles de sécurité juridiquement contraignantes fondées sur une base commune pour toute l'Europe doivent être l'objectif à long terme. Cela peut être réalisé par la mise en place d'une réglementation harmonisée au niveau de l'Union européenne dans le cadre du Réseau européen (« *European Grid* »).

#### 4.2.1 Modifications du Guide d'exploitation de l'UCTE et de son cadre d'application

L'EREGG a réalisé une comparaison des règles de fiabilité et de sécurité d'exploitation appliquées par les GRT dans les zones synchrones de l'Union européenne, présentée en annexe 2, qui souligne les incohérences au sein de la zone UCTE. En se basant sur les constats de ce rapport, en s'appuyant sur les résultats de l'analyse citée ci-dessus et en prenant en compte les leçons tirées des précédentes pannes (ou *black-outs*) de grande ampleur, l'EREGG a établi la liste des améliorations et des modifications à apporter au Guide d'exploitation et à son cadre d'application.

La majorité des problèmes, ci-dessous, peuvent être traités par des mesures volontaires. La mise en œuvre du processus de contrôle de la conformité et, surtout, le respect des règles définies dans le Guide d'exploitation de l'UCTE doivent être homogène dans toute la zone synchrone. Étant donné que l'adhésion à l'UCTE est volontaire, l'EREGG reconnaît qu'il est difficile de contraindre les GRT à respecter les règles. Cependant, comme l'ont montré les pannes d'électricité dans le passé, les violations des règles entraînent des perturbations non seulement sur le réseau des GRT responsables mais aussi pour toute l'Europe. Par conséquent, les efforts à court terme doivent se concentrer sur des problèmes tels qu'une plus grande cohérence des définitions des règles de sécurité *N-1*, l'harmonisation des plans de défense et de reconstitution du réseau, la gestion coordonnée des flux transfrontaliers et une amélioration des échanges de données.

L'EREGG propose que l'UCTE élabore un programme de travail, avant juillet 2007, pour la prise en compte de ces modifications. Un premier point d'étape sur sa mise en œuvre est prévu pour la fin de l'année 2007.

#### Problèmes généraux

**Respect des règles et cohérence de leur mise en œuvre par les différents GRT :** afin d'assurer une réaction cohérente et coordonnée au sein et entre les zones synchrones en cas de futures pannes, il est nécessaire (i) d'identifier les principaux éléments du Guide d'exploitation qui doivent être appliqués strictement par tous les GRT et (ii) d'assurer leur application adéquate et leur contrôle/exécution. Le point (ii) doit reposer sur un cadre juridiquement contraignant.

**Modification du Guide d'exploitation et de son cadre d'application :** des procédures formelles doivent être définies pour traiter les demandes d'analyses de problématiques

spécifiques et de modifications du Guide d'exploitation ou de son cadre d'application, en incluant les initiatives provenant d'acteurs économiques autres que les membres de l'UCTE.

**Expériences et enseignements tirés des grandes pannes passées :** les modifications des règles d'exploitation recommandées par le rapport de l'UCTE sur la panne du 28 septembre 2003 en Italie ne sont pas encore totalement prises en compte dans le Guide d'exploitation. Les enseignements tirés de ces événements doivent être intégrés dans la prochaine version du Guide d'exploitation, en particulier dans la *Policy 3* et la *Policy 5*, par l'UCTE qui est par ailleurs consciente de ce manque.

**Orientations sur la gestion des congestions (*Congestion management guidelines*) et la *Policy 4* :** la *Policy 4* du Guide d'exploitation fait référence aux Orientations sur la gestion des congestions dans plusieurs règles techniques et organisationnelles. Les contradictions entre ces deux documents doivent être évitées en considérant que les Orientations sur la gestion des congestions, qui ont déjà été publiées et font partie de la législation européenne formellement contraignante, doivent servir de référence.

**Un cadre européen sur la sécurité et la fiabilité plus complet :** lors de l'élaboration et de la mise en œuvre du Guide d'exploitation et de son cadre d'application, il convient de tenir compte des Règles d'exploitation et du Code de réseau de l'Union européenne (cf. Article 8(4) du règlement européen (CE) 1228/2003). Ces derniers, en tant que partie intégrante du règlement européen, s'appliqueront directement aux membres de l'Union européenne dans les zones de l'UCTE, du Nordel, en Irlande, au Royaume-Uni et dans les pays Baltes. Elles pourraient, aussi, s'appliquer aux pays pour lesquels un accord avec l'Union européenne se réfère (ou se référerait) à l'Acquis communautaire dans le domaine de l'énergie, tel que par exemple le Sud-Est de l'Europe.

### **Problèmes techniques**

**Critère de sécurité N-1 (*Policy 3*) :** Une définition détaillée et non équivoque du critère de sécurité d'exploitation (N-1) doit être adoptée en précisant en particulier : (i) les éléments du réseau à prendre en compte, (ii) les conditions de réalisation des analyses de sécurité et (iii) le délai pour retourner à la situation normale après un incident.

**Programmation des échanges et calcul des écarts (*Policy 2*) :** il est proposé de développer des normes d'échange de données dès que possible étant donné qu'il s'agit d'un des problèmes majeurs pour, par exemple, la gestion coordonnée des congestions et le calcul des capacités d'interconnexion.

**Interdépendances et échange d'informations :** bien qu'à l'heure actuelle, aucune considération détaillée sur l'interdépendance entre les GRT n'existe en termes de sécurité d'exploitation, au delà de la *Policy 3*, et aucune spécification sur l'échange des informations entre GRT ou entre des GRT et des tiers n'est définie, ces problèmes devront être considérés de façon appropriée et en temps voulu car ils ont des conséquences importantes sur le marché européen de l'électricité (IEM). Une coopération accrue doit prévoir l'obligation de mieux informer les autres GRT conformément aux procédures prédéfinies. Ces procédures doivent couvrir les indisponibilités programmées des infrastructures mais aussi une information rapide concernant les événements imprévus.

**Programmation opérationnelle coordonnée (*Policy 4*) :** le Guide d'exploitation doit exiger une harmonisation minimale du processus d'évaluation des capacités physiques d'interconnexion

entre les GRT (ce qui concerne aussi toutes les marges de fiabilité qui doivent être prises en compte). De plus, un certain nombre de problèmes techniques détaillés ont été identifiés par l'ERGG pour lesquels des modifications de la *Policy 4* sont nécessaires et ont été acceptées par l'UCTE, en particulier concernant le calcul des capacités d'interconnexion et la gestion de la sécurité *N-1*.

**Coordination des délestages et du réglage de la fréquence :** les règles de l'UCTE sur le délestage doivent être plus précises. Les plans nationaux de délestage doivent être compatibles dans une même zone synchrone et ils doivent être cohérents avec les performances des unités de production, y compris les plus petites d'entre elles. Des délestages coordonnés doivent permettre une participation équitable de tous les GRT à la sécurité du réseau de l'UCTE. De plus, les règles de l'UCTE doivent décrire le mode « *fréquence pure* » du réglage de fréquence/puissance. En particulier, les conditions selon lesquelles les GRT doivent passer dans ce mode (et retourner au mode « *normal* ») et la coordination associée entre les GRT, doivent être définies plus précisément.

**Exploitation en situation d'urgence (*Policy 5*) :** les plans de reconstitution du réseau devraient devenir une exigence et non, uniquement, une orientation non contraignante au sens du Guide d'exploitation. De plus, bien qu'il soit reconnu que la formation du personnel d'exploitation du système est actuellement, dans une large mesure, de la responsabilité de chaque GRT, une plus grande coordination et une possible standardisation (certification, tests, *etc.*) pourraient être demandées à l'avenir. Des séances de formation communes à plusieurs GRT doivent être organisées concernant l'exploitation des interconnexions. Cette nécessité est renforcée si l'on tient compte de l'expérience et les enseignements tirés des grandes pannes passées. En particulier, la *Policy 8* annoncée doit prendre cette exigence. Bien que les GRT soient sans conteste responsables de la sécurité d'exploitation, les autorités de régulation seront toujours impliquées dans tous types d'activités qui pourraient être nécessaire pour préserver et améliorer le cadre général de la sécurité d'exploitation. La consultation et l'approbation du cadre correspondant par les autorités de régulation de l'Union européenne doivent, donc, être envisagées.

### **Application des règles et opposabilité**

**Accord multilatéral (*Multilateral agreement, MLA*) :** il est important d'examiner avec attention les applications du MLA et leurs conséquences sur le marché afin d'être capable de proposer les ajustements nécessaires. Dans le contexte actuel, trois possibilités sont ouvertes pour l'application des règles d'exploitation : (i) le MLA seul ; (ii) une législation à l'échelle européenne (par exemple des orientations, *guidelines*, concernant la fiabilité et la sécurité d'exploitation prises en application de l'Article 8(4) du règlement européen (CE) 1228/2003) ; (iii) l'utilisation des cadres réglementaires nationaux. Sachant que chacune de ces trois options offre certains avantages et inconvénients, l'ERGG considère que l'option (i) doit être complétée par les options (ii) et (iii) susmentionnées.

**Processus de contrôle de la conformité et d'application des règles (*Compliance monitoring and enforcement process, CMEP*) :** lors du XIII<sup>ème</sup> Forum de Florence, l'UCTE a annoncé qu'une première expérimentation du CMEP a été lancée depuis début 2006. L'ERGG considère que ce processus est essentiel étant donné qu'il a pour objectif de renforcer la transparence et la crédibilité des performances des GRT au sein de la communauté ainsi qu'envers les autres acteurs. Par ailleurs, l'ERGG considère que les autorités de régulation devront être impliquées dans ce processus lorsque c'est nécessaire afin d'atteindre cet objectif.

#### 4.2.2 Orientations sur la sécurité d'exploitation

L'EREGG reconnaît que faire respecter les règles au sein de l'UCTE peut être difficile étant donné que l'adhésion à l'UCTE est volontaire. Comme l'ont montré les pannes d'électricité dans le passé, les violations des règles entraînent des perturbations non seulement sur le réseau des GRT responsables mais aussi pour toute l'Europe. De plus, d'autres systèmes synchrones situés dans l'Union européenne tels que ceux du Nordel, du Royaume-Uni, de l'Irlande et des pays baltes doivent être pris en compte lors de l'examen des règles de sécurité d'exploitation afin de garantir un traitement non-discriminatoire de tous les acteurs du marché intérieur de l'électricité. Par conséquent, cela devrait conduire à un ajustement du cadre réglementaire européen, où devrait être introduit *a minima* un cadre formellement contraignant entre les GRT au niveau européen.

Pour introduire un tel instrument juridique, l'article 8(4) du règlement européen (CE) 1228/2003 permet d'établir des orientations concernant la sécurité d'exploitation. Cependant, ces orientations ne peuvent traiter que des problèmes liés à aux échanges transfrontaliers d'électricité, tels que l'exploitation coordonnée des réseaux dans le marché intérieur de l'électricité, ce qui inclut la préparation coordonnée de l'exploitation, l'exploitation coordonnée en temps réel, les procédures communes de gestion des situations d'urgence et de reconstitution du réseau et la coopération et la coordination entre GRT. Ces orientations pourraient améliorer l'homogénéité de l'application, au niveau national, de l'article 5(2) du règlement européen (CE) 1228/2003 qui requiert une approbation par les autorités de régulation des plans généraux de calcul de la capacité totale de transfert et de la marge de fiabilité du transport. Ces plans doivent se baser sur les caractéristiques électriques et physiques du réseau et être inclus dans les règles de programmation, d'exploitation et de sécurité des GRT. Ils ne peuvent pas être cohérents au niveau européen si les règles qui s'y rapportent ne le sont pas.

Le cadre juridique doit prévoir une surveillance adéquate par les régulateurs, en précisant leurs rôles, leurs responsabilités et leurs pouvoirs ainsi qu'en organisant la coordination et la coopération entre les autorités de régulation nationales lorsqu'elles mènent ensemble des tâches liées à la surveillance de l'application des règles par les GRT. L'option la plus appropriée, permettant de mettre en place un tel cadre juridique, pourrait consister à combiner des accords multilatéraux revus (par exemple, le MLA de l'UCTE, l'agrément du Nordel), tout particulièrement pour ce qui concerne la responsabilité des GRT en cas de fiabilité insuffisante du réseau de transport d'électricité, avec des orientations concernant la sécurité d'exploitation adoptées en application de l'article 8 du règlement européen (CE) 1228/2003. Cette approche exploite efficacement les enseignements issus de l'analyse du Guide d'exploitation de l'UCTE et d'autres accords équivalents.

De telles règles européennes (faisant partie intégrante du règlement, elles deviendraient immédiatement applicables dans tous les États membres de l'Union européenne) pourraient établir un cadre au niveau européen pour des règles et des normes d'exploitation communes et cohérentes dans tous les systèmes synchrones. Alors, les règles techniques spécifiques (telles que, par exemple, le Guide d'exploitation de l'UCTE revu) pourraient être utilisées au niveau des différents systèmes synchrones et rendues obligatoires par une référence dans les règles européennes. Ainsi, les règles européennes seraient basées sur les règles techniques existantes et prendraient en compte les besoins des marchés et de la sécurité d'exploitation.

Toutefois, même l'élaboration d'orientations prendra du temps, étant donné qu'elles devront faire l'objet d'une large consultation et suivre le processus de « *comitologie* » conformément au

règlement européen (CE) 1228/2003. Par conséquent, les solutions à court terme reposent sur des mesures volontaires prises par les GRT comme le demande le paragraphe 4.2.1.

L'EREGG poursuivra, conformément à son programme de travail pour 2007, son étude des principaux aspects devant être couverts par les règles de sécurité d'exploitation prises en application de l'article 8 du règlement européen (CE) 1228/2003. Cela commence par une analyse des besoins et des moyens pour obtenir des règles harmonisées ou, du moins, compatibles pour la collaboration et la coopération des GRT en termes de sécurité d'exploitation au sein du marché européen de l'électricité (IEM). Pour accélérer l'approche harmonisée de la sécurité d'exploitation à travers l'Europe, l'EREGG va d'abord travailler à l'élaboration d'orientations sur les bonnes pratiques concernant la sécurité d'exploitation pendant l'année 2007. Après la présentation d'une proposition de texte en 2008, l'EREGG propose que ces orientations deviennent juridiquement contraignantes.

#### **4.2.3 Application de la directive sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité**

L'analyse de l'incident du 4 novembre 2006 montre que les règles d'exploitation nationales ne sont pas forcément cohérentes à l'échelle européenne. En particulier, les plans de défense et de reconstitution du réseau ont été développés pour garantir, dans la mesure du possible, l'exploitation sûre de chaque système électrique dans des conditions critiques ou d'urgence. A cet effet, ces règles n'intègrent pas forcément les problématiques paneuropéennes, même si elles sont appropriées à un niveau national. Pourtant, la panne du 4 novembre 2006 démontre que des systèmes électriques interconnectés sont profondément interdépendants et, par conséquent, les mesures d'urgence ainsi que la phase de reconstitution du réseau doivent être coordonnées.

A cet égard, l'article 4 (sécurité d'exploitation du réseau) de la directive 2005/89/CE sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité demande la consultation des GRT voisins, avec lesquels des interconnexions existent, lors du développement de règles d'exploitation nationales. Il stipule en particulier que les « *les restrictions d'approvisionnement en situation d'urgence doivent répondre à des critères prédéfinis en ce qui concerne la gestion des déséquilibres par les gestionnaires des réseaux de transport. Toute mesure de sauvegarde est prise en consultation étroite avec d'autres gestionnaires de réseaux de transport concernés, dans le respect des contrats bilatéraux applicables, y compris les accords relatifs à l'échange d'informations* ».

Ainsi, les considérations européennes doivent jouer un rôle dans les plans nationaux tout comme les règles nationales doivent contribuer à l'exploitation sûre du réseau européen interconnecté. Cet article de la directive établit le fondement réglementaire pour des plans communs de défense transfrontaliers et des plans communs de reconstitution du réseau après une possible panne ou un *black-out*. De plus, la directive ne demande pas spécifiquement aux GRT de consulter les GRT voisins lors de l'élaboration de leurs règles d'exploitation. Elle ouvre au contraire cette consultation à tous les acteurs concernés des pays voisins. L'EREGG incite les GRT et les régulateurs nationaux à prendre part à ce processus de consultation.

Il faut cependant noter que l'article 4 de la directive 2005/89/CE sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité requiert uniquement que les États membres s'assurent de l'application de ces règles d'exploitation à l'échelle nationale. Par conséquent, cette solution ne conduira probablement pas à des résultats optimaux, particulièrement en matière d'application des règles et ne fournira pas nécessairement un cadre européen cohérent et harmonisé. Cependant, l'article 7 de la directive demande que les États membres garantissent que le rapport

auquel il est fait référence dans l'article 4 de la directive 2003/54/EC englobe l'adéquation générale du système électrique face à la demande d'électricité existante et projetée, y compris la sécurité d'exploitation du réseau. La Commission européenne, notamment avec le support technique de l'EREG et des associations de GRT concernées, peut ensuite identifier, à court terme, de possibles divergences et demander aux États membres concernés d'apporter les modifications nécessaires aux règles d'exploitations nationales inappropriées.

En conclusion, les dispositions de la directive 2005/89/CE sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité doivent conduire à une amélioration de la coordination entre les GRT voisins en ce qui concerne la sécurité d'exploitation du réseau si elles sont appliquées dans les États membres de façon harmonisée et cohérente. Les régulateurs nationaux doivent évaluer l'adéquation des dispositions nationales dans le contexte européen. Néanmoins, du fait de leur application au seul niveau national, il se peut que ces dispositions ne suffisent pas à garantir, au niveau européen, des règles d'exploitation harmonisées et cohérentes. Cet objectif exige une approche plus européenne que nationale.

Pour compléter la directive 2005/89/CE sur la sécurité de l'approvisionnement en électricité, l'EREG considère que le cadre réglementaire européen actuel doit être complété ou modifié pour établir des règles de sécurité d'exploitation cohérentes qui seraient applicables à l'échelle européenne.

#### 4.2.4 Nouvelle législation sur le Réseau électrique européen

De nouvelles propositions législatives ont été faites dans le cadre de la publication récente de la Commission européenne concernant l'analyse stratégique de la situation énergétique (*Strategic Energy Review*, SER). Concernant cette analyse, le CEER propose de définir un Réseau européen (*European Grid*) accompagné de règles européennes de sécurité et d'exploitation. Pour garantir sa régulation, l'EREG propose<sup>16</sup> un système d'EREG*plus* en tant qu'organisme de régulation au niveau européen adapté pour contrôler l'application des obligations européennes.

La définition d'un Réseau européen va entraîner l'élaboration de Règles européennes de sécurité d'exploitation et d'un Code de réseau européen. Cela favorisera d'autant plus les GRT qui détiennent une double responsabilité avec, d'une part, la gestion des réseaux nationaux et, d'autre part, la participation de leurs réseaux au Réseau européen. Les Règles européennes de sécurité d'exploitation et le Code de réseau européen fixeront des obligations supplémentaires pour les GRT concernant le traitement uniforme et non discriminatoire des raccordements au réseau, de son exploitation, de son développement et de son entretien. Pour remplir ces tâches, les GRT devront s'organiser de façon à permettre une action commune. Dans sa réponse à la communication de la Commission européenne « *Une politique de l'énergie pour l'Europe* », l'EREG propose un organisme qui pourrait être appelé l'ETS*Oplus*, étant donné que l'association (volontaire) actuelle des GRT européens semble être la plus appropriée pour servir de base à un organisme ayant des pouvoirs formels. De plus, étant donné que le Réseau européen devrait être fondé sur une approche globale de la gestion des réseaux de transport

---

<sup>16</sup> Réponse de l'EREG à la communication de la Commission européenne « *Une politique énergétique pour l'Europe* », publiée en février 2007.

plutôt que d'être limité à quelques éléments spécifiques du réseau<sup>17</sup>, il est attendu que ce nouvel ETSO*plus* devra assumer un certain nombre de tâches techniques et opérationnelles telles que, par exemple, la prévision et le calcul centralisé des capacités d'interconnexion, la gestion centralisée des informations et l'application d'une politique de transparence.

Dans ce cadre, l'une des principales tâches de l'ERGEG*plus* consistera à contrôler le respect des Règles européennes de sécurité d'exploitation et du Code de réseau européen. Ces documents seraient soumis, dans un tel système, à l'approbation de l'ERGEG*plus*. Par conséquent, les Règles européennes de sécurité d'exploitation et le Code de réseau européen seraient juridiquement contraignants et les GRT devraient s'y conformer.

Puisque les mesures susmentionnées ne seront disponibles qu'à long terme, des solutions plus rapides, telles que celles proposées aux chapitres 4.2.1 et 4.2.2, doivent être envisagées.

La panne du 4 novembre 2006 implique, par exemple, que des conditions de raccordement harmonisées pour la production décentralisée sont importantes pour la sécurité opérationnelle et doivent être incluses dans le Code de réseau européen.

### **Conditions de raccordement harmonisées pour la production décentralisée**

Lors des variations de fréquence dans une plage prédéfinie autour de 50 Hz, il est, généralement, demandé aux centrales de rester connectés au réseau pendant un certain temps et, dans cette plage, de contribuer au réglage de la fréquence du système électrique. Lors de la panne du 4 novembre 2006, une quantité importante de centrales de production décentralisée, principalement des unités de production éolienne et de cogénération, a été automatiquement déconnectée dans les zones Ouest et Nord-Est, ainsi qu'automatiquement reconnectée.

Ce comportement, qui a aggravé les conséquences de la panne, par exemple, en termes de nombre et de durée des délestages d'utilisateurs, n'est pas inattendu étant donné qu'il découle, dans la plupart des cas, des conditions de raccordement nationales existantes et des caractéristiques techniques de ces installations, pour lesquelles les performances requises sont moins contraignantes que pour les centrales électriques conventionnelles.

Le développement croissant de la production décentralisée exige, donc, un meilleur contrôle de ces installations, au moins, pendant les pannes et les situations d'exploitation perturbée du système électrique.

L'ERGEG recommande que soit étudiée, pour les situations d'exploitation perturbée, la possibilité pour les centrales ou ensemble de centrales de production décentralisée (par exemple les parcs éoliens) :

- de contribuer, dans la mesure du possible, aux réglages de la tension et de la fréquence du réseau tel qu'ils s'appliquent aux centrales électriques conventionnelles ;

---

<sup>17</sup> Il faut remarquer que dans les zones synchrones de Nordel et de l'UCTE, par exemple, les « réseaux européens » exploités à la même fréquence existent depuis des décennies, mais le mode d'exploitation, notamment concernant les conditions requises du marché de l'électricité, ne correspond plus aux défis et à l'environnement libéralisé qui a évolué.

- d'éviter un déclenchement prématuré, non-coordonné avec les délestages automatiques de consommation, dans les conditions de sous-fréquence, et d'éviter des reconnections inappropriées dans des conditions de sur-fréquence ;
- de fournir aux GRT, via les GRD, les informations nécessaires pour surveiller leur comportement.

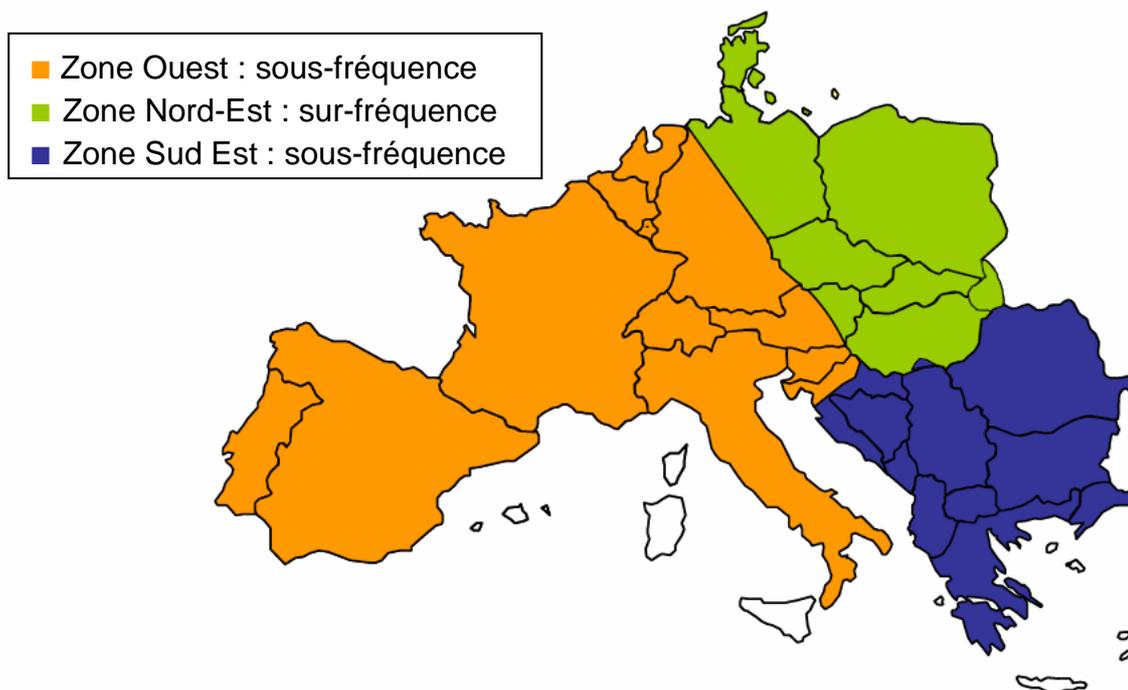
Certaines des mesures susmentionnées doivent être immédiatement appliquées, en donnant la priorité aux centrales électriques (ou ensemble de centrales) les plus importantes raccordées au réseau haute tension. Pour les autres, une démarche progressive doit être adoptée, en particulier pour les centrales qui sont raccordées à des réseaux exploités radialement pour lesquelles des considérations liées à la sécurité suggèrent une approche plus prudente.

La mise en œuvres de ces mesures pourrait s'appuyer, dans un premier temps, sur des orientations concernant les bonnes pratiques préparées par les régulateurs et, par la suite, sur des exigences juridiquement contraignantes inscrites dans le Code de réseau européen.

## Annexe 1 : Analyse de l'exploitation prévue et en temps réel durant l'évènement

Cette description plus détaillée des évènements se fonde sur les informations rassemblées par l'EREGG et qui proviennent soit directement des GRT, soit des documents mis à la disposition du grand public. L'EREGG n'a pas vérifié l'exactitude des données présentées par les GRT.

Lors de la panne, le système électrique de l'UCTE s'est divisé en trois zones. Dans l'Ouest de l'Europe, la fréquence a chuté jusqu'à 49 Hz environ et une part importante de la consommation a été délestée. Dans le Sud-Est de l'Europe, une baisse plus limitée de la fréquence a eu lieu jusqu'à atteindre 49,7 Hz. Dans le Nord-Est de l'Europe, une augmentation assez importante de la fréquence a été observée jusqu'à 50,4 Hz. Pour plus de clarté, les conséquences de ces différents évènements sont présentées et examinées séparément. Par ailleurs, la situation en Allemagne est décrite en détails. L'étude de la séquence des évènements est présentée en conservant cette même distinction géographique.



(Source : Rapport final de l'UCTE, page 21)

### 1 La situation en Allemagne<sup>18</sup>

#### 1.1 Planification opérationnelle

<sup>18</sup> Ces éléments proviennent pour la plupart du rapport publié par E.ON Netz, [http://www.eonnetz.com/Ressources/downloads/BerichtBNetzA\\_englisch.pdf](http://www.eonnetz.com/Ressources/downloads/BerichtBNetzA_englisch.pdf).

Le 18 septembre 2006, le chantier naval de Meyerwerft, situé sur la rivière Ems, a envoyé une demande écrite d'ouverture de la ligne double 380 kV Conneforde – Diele, passant au-dessus de cette même rivière, le 5 novembre à 1h00 du matin pour permettre le passage du paquebot *Norwegian Pearl* sur la rivière Ems vers la mer du Nord<sup>19</sup>. L'ouverture de cette ligne électrique est nécessaire dans ce cas de figure pour éviter un possible amorçage lorsque des parties du navire s'en approchent. Le 27 octobre 2006, cette demande d'ouverture était provisoirement approuvée par E.ON Netz. Cette décision se basait sur une analyse de l'état de charge du réseau utilisant des données prévisionnelles standard. Selon E.ON Netz, l'analyse, basée sur les informations alors disponibles, ne faisait apparaître aucune violation de la règle de sûreté *N-1*. L'approbation finale de l'ouverture de la ligne double de 380 kV était soumise à une autre analyse de l'état du réseau immédiatement avant l'ouverture de la ligne. E.ON Netz a coordonné cette décision avec les gestionnaires de réseau voisins. Ce GRT a également réduit la capacité de son interconnexion avec TenneT pour le 5 novembre entre 00h00 et 6h00, afin de minimiser de possibles problèmes. Suite à une demande de Meyerwerft, en date du 3 novembre 2006, E.ON Netz a accepté d'avancer de trois heures l'ouverture de la ligne double 380 kV Conneforde – Diele au 4 novembre à 22h00.

Selon le rapport publié par E.ON Netz<sup>20</sup>, environ une puissance de 13.700 MW était consommée dans la zone de E.ON Netz vers 21h30. La production s'élevait à un total d'approximativement 14.100 MW, dont 3.200 MW d'énergie éolienne. Les transits atteignaient un niveau d'environ 7.300 MW. Il était prévu que la production d'énergie éolienne augmente régulièrement jusqu'à atteindre 4.500 MW vers 3h00 le 5 novembre. Les flux d'électricité étaient essentiellement dirigés vers le Sud-Ouest. De plus, des lignes simples de transport ainsi que des éléments de plusieurs postes électriques d'E.ON Netz étaient hors tension au même moment pour pouvoir réaliser des travaux de renforcement du réseau. Ces indisponibilités étaient connues de E.ON Netz et prises en compte dans les calculs de simulation pour l'exploitation en temps réel.

## 1.2 Séquence des événements

Le 4 novembre 2006 à 21h29, E.ON Netz a effectué un calcul de simulation des conséquences de l'ouverture programmée de la ligne double 380 kV Conneforde – Diele. Cette simulation se basait sur les données de l'état du réseau à ce moment-là. Aucune violation des valeurs limites admissibles n'a été mise en évidence à la suite de cette simulation. Sur la base d'une évaluation empirique de l'état du réseau, E.ON Netz a supposé que le critère *N-1* était vérifié par le système après l'ouverture de la ligne. Un calcul des conséquences de la perte d'un élément du réseau après l'ouverture de la ligne double passant au-dessus de la rivière Ems n'a néanmoins pas été réalisé. Lors d'une conversation téléphonique, à 21h30, E.ON Netz et le GRT RWE ont établi que les résultats des calculs de simulation effectués par chacun d'eux ne fournissaient aucune raison de s'opposer à l'ouverture de la ligne. Dans une autre conversation téléphonique, à 21h33, TenneT a également été consulté.

---

<sup>19</sup> Selon E.ON Netz, la mise hors tension de la ligne électrique est nécessaire dans de telles situations pour éviter de possibles situations dangereuses lorsque certaines parties du navire se rapprochent la ligne électrique. La distance entre la ligne et le navire est trop faible pour permettre son passage en toute sécurité d'un navire de cette taille alors que la ligne est en fonctionnement. Il n'existait pas d'autres raisons pour mettre hors tension la ligne électrique. Selon E.ON Netz, la ligne passant au-dessus de la rivière Ems a été coupée pour permettre le passage des navires de Meyerwerft à quatorze reprises au total depuis 1995.

<sup>20</sup> Rapport de E.ON Netz, page 8.

Ensuite, à 21h38, E.ON Netz a ouvert la ligne double 380 kV Conneforde – Diele passant au-dessus de la rivière Ems. Comme attendu, le flux électrique a été redistribué vers d'autres lignes situées plus au Sud toujours selon une direction Est-Ouest. Selon E.ON Netz<sup>21</sup>, les flux alors observés sur son réseau étaient tout à fait conformes aux prévisions établies par le calcul de simulation.

A 21h39, c'est-à-dire immédiatement après l'ouverture de la ligne double, E.ON Netz a reçu plusieurs messages d'alarme indiquant que les valeurs limites d'intensité avaient été atteintes sur les lignes Elsen – Twistetal et Elsen – Bechterdissen. Comme les marges de sécurité permettent une surcharge temporaire des lignes, jusqu'à 25 % selon les règles internes de E.ON Netz, il n'a pas été jugé utile de prendre immédiatement des mesures.

Lors d'une conversation téléphonique à 21h41 entre E.ON Netz et RWE Transportnetz Strom, RWE Transportnetz Strom a attiré l'attention sur la valeur limite de sécurité de 1.800 A sur la ligne Landesbergen – Wehrendorf, qui sera la première ligne à déclencher. RWE Transportnetz Strom a indiqué que la protection de surcharge de la ligne, installée au poste électrique de Wehrendorf, était réglée à 1.990 A. A ce moment-là, l'intensité sur la ligne 380 kV Landesbergen – Wehrendorf était approximativement de 1.780 A. A 21h42, E.ON Netz a donné l'autorisation pour le passage du navire.

D'autres conversations téléphoniques entre E.ON Netz, RWE Transportnetz Strom et Vattenfall Europe à 21h46, 21h50 et 21h52 n'ont pas entraîné de réaction. La situation était considérée comme tendue. Selon E.ON Netz, aucune action immédiate n'était nécessaire. Cependant, des mesures possibles ont été évoquées en cas d'aggravation de la situation.

Selon les données fournies par l'UCTE, le flux sur la ligne 380 kV Landesbergen – Wehrendorf a augmenté à partir de 22h01. A 22h06, le courant a augmenté sur cette ligne jusqu'à atteindre approximativement 1.900 A. Par suite, la valeur limite de sécurité fixée par RWE Transportnetz Strom (1.800 A), a été dépassée sur la ligne Landesbergen – Wehrendorf. A 22h07, RWE Transportnetz Strom et E.ON Netz ont établi que des actions correctives étaient nécessaires pour rétablir un fonctionnement sûr du réseau. E.ON Netz a examiné les modifications topologiques possibles. Il a considéré que le couplage des jeux de barres du poste de Landesbergen était approprié. E.ON Netz a estimé que cette mesure causerait une réduction du transit de puissance d'environ 50 MW (soit 80 A) sur la ligne 380 kV Landesbergen – Wehrendorf. A 22h10:11, E.ON Netz a réalisé la manœuvre retenue, sans plus de coordination avec RWE Transportnetz Strom.

Selon le rapport de E.ON Netz<sup>22</sup>, la ligne 380 kV Landesbergen – Wehrendorf a déclenché deux secondes plus tard, à 22h10min13sec, par l'action automatique du relais de protection de surcharge. Les modifications de flux d'électricité résultant ont conduit à la surcharge de la ligne 220 kV Bielefeld/Ost – Gütersloh de RWE Transportnetz Strom qui a également déclenché automatiquement deux secondes plus tard. Quatre secondes après cela, à 22h10min19sec, les relais de protection automatiques de la ligne 380 kV Bechterdissen – Elsen ont ouvert la ligne. La cascade de déclenchement s'est poursuivie vers le Sud et a finalement produit la séparation du réseau de l'UCTE en trois zones. Dans la partie Ouest de l'Allemagne, qui faisait partie de la zone en sous-fréquence, environ 2.400 MW de consommation ont été automatiquement délestés.

---

<sup>21</sup> Rapport de E.ON Netz, page 15.

<sup>22</sup> Rapport de Eon Netz, page 10.

De plus, E.ON Netz a délesté approximativement 240 MW de pompage. Un certain nombre de petites unités de production ont déclenché immédiatement après le début de la chute de fréquence. Selon le rapport de l'UCTE, environ 40 % de ces unités étaient des centrales éoliennes.

### 1.3 Retour au fonctionnement normal du système

Beaucoup de petites unités de production se sont automatiquement reconnectées au réseau lorsque la tension et la fréquence sont revenues dans les plages acceptables. Étant donné que ces petites unités sont généralement de la production décentralisée, les GRT ne contrôlent et ne suivent pas leur reconnexion. Outre ces problèmes, les GRT allemands ont demandé le démarrage de 2.300 MW de production.

La reconnexion des lignes qui ont été déconnectées ne s'est pas faite sans problèmes. Comme le montrent les informations fournies par E.ON Netz, deux tentatives ont été nécessaires pour reconnecter les lignes Conneforde – Diele et Wehrendorf – Landesbergen<sup>23</sup>. La zone Ouest en sous-fréquence et la zone Est en sur-fréquence ont finalement été resynchronisées à 22h47.

## 2 La situation dans les pays en sur-fréquence<sup>24</sup>

La zone en sur-fréquence comprenait la République tchèque, la Pologne, la Slovaquie, l'Ukraine et des régions de Hongrie, d'Autriche et d'Allemagne. Plutôt que d'analyser la panne sur une base par pays, un résumé des informations concernant tous les pays impliqués est présenté.

### 2.1 Planification opérationnelle

En termes d'équilibre entre production et consommation, la planification opérationnelle du 4 novembre 2006 n'indiquait pas de problèmes. Des réserves de puissance suffisantes étaient prévues tout au long de la journée. La puissance réservée pour les réglages primaire, secondaire et tertiaire, la puissance disponible en démarrage rapide et la réserve d'exploitation étaient également suffisantes d'après les GRT de cette zone.

L'analyse de sécurité effectuée dans certains cas se basait sur les modèles fournis par la base de données pour la prévision des congestions pour le lendemain (*Day Ahead Congestion Forecast*, DACF, base de données commune de l'UCTE). Cette analyse n'indiquait aucun problème pour la période où la panne s'est ensuite produite.

Aucune congestion n'avait été identifiée pour la période où a eu lieu l'incident lors de phase de préparation de l'exploitation. Le réseau respectait la règle du *N-1* et les indisponibilités programmées n'ont causé aucune violation des limites de sécurité du réseau.

---

<sup>23</sup> Rapport de Eon Netz, page 37.

<sup>24</sup> Cette partie s'appuie principalement sur les rapports de la panne obtenus par les régulateurs nationaux auprès de leurs GRT respectifs, qui ont été regroupés et synthétisés par l'EREGG.

## 2.2 Séquence des évènements

La fréquence maximale a été atteinte immédiatement après la panne, à 22h10. La valeur de la fréquence était supérieure à 50,5 Hz et a atteint, momentanément, un maximum de 51,4 Hz<sup>25</sup>. Lors des 30 à 40 minutes qui ont suivi, les zones concernées fonctionnaient avec des fréquences allant de 50,3 à 50,4 Hz.

Du fait de l'augmentation de la fréquence dans la zone Nord-Est, certaines unités alimentant le réseau de transport ont déclenché (167 MW en République tchèque, 595 MW en Hongrie, environ 1.500 MW en Autriche, 515 MW en Slovaquie), quelques unités de production raccordées au réseau de distribution ont également déclenché (444 MW en République tchèque).

Il n'a pas été nécessaire de procéder à des délestages de consommation. L'interruption de la fourniture pour quelques consommateurs était due à l'augmentation de fréquence et à des difficultés d'exploitation du réseau de distribution.

Selon le rapport final de l'UCTE, une partie des contrôleurs de réglage fréquence/puissance ont basculé (automatiquement ou manuellement) du mode de fonctionnement normal au mode « *fréquence pure* ».

## 2.3 Retour au fonctionnement normal du système

Selon le rapport final de l'UCTE, le retour à situation normal de fonctionnement du réseau a été entravé, dans cette zone, par une contribution inégale des différents systèmes électriques nationaux à l'absorption du surplus de production, principalement due à la reconnexion automatique des centrales éoliennes dans le Nord de l'Allemagne<sup>26</sup>. Finalement, à 23h30, le réseau de cette partie de l'Europe a retrouvé des conditions normales de fonctionnement.

## 3 La situation dans les pays en sous-fréquence<sup>27</sup>

Deux zones de l'UCTE se sont trouvées en situation de sous-fréquence. Les pays appartenant à la zone Ouest étaient l'Espagne, le Portugal, la France, l'Italie, la Belgique, le Luxembourg, les Pays-Bas, la Suisse, la Slovénie et une partie de la Croatie, de l'Autriche et de l'Allemagne. Les pays de la zone Sud-Est étaient l'ex-République yougoslave de Macédoine, le Monténégro, la Grèce, la Bosnie-Herzégovine, la Serbie, l'Albanie, la Bulgarie, la Roumanie ainsi qu'une partie de la Croatie et de la Hongrie. Étant donné que les pays de la zone Sud-Est n'ont pas été gravement atteints par la panne, aucune description spécifique de la séquence des évènements ayant eu lieu dans celle-ci n'est incluse dans le présent rapport.

---

<sup>25</sup> Rapport final de l'UCTE, page 30.

<sup>26</sup> Rapport final de l'UCTE, page 32.

<sup>27</sup> Cette partie s'appuie principalement sur les rapports de la panne obtenus par les régulateurs nationaux auprès de leurs GRT respectifs, qui ont été regroupés et synthétisés par l'EREGG.

### 3.1 Planification opérationnelle

Les analyses de sécurité réalisées par les GRT de la zone Ouest concernant le 4 novembre ont montré quelques violations des valeurs limites admissibles. Toutes les congestions identifiées pouvaient être gérées en appliquant des modifications topologiques du réseau ou des aménagements du plan de production. La situation du réseau était, donc, considérée comme sûre, au regard de la règle *N-1*, par les GRT concernés. Dans les analyses de sécurité, les GRT considèrent les incidents pouvant affecter leur propre réseau, y compris les lignes d'interconnexion. Les lignes externes sont parfois prises en compte par les GRT lorsque leur perte pourrait entraîner des problèmes de sécurité sur leur propre réseau. Des réserves suffisantes de puissance active avaient été prévues pour toute la journée selon les GRT.

En outre, TenneT signale avoir mené une action corrective (en utilisant un transformateur déphaseur) pour continuer à respecter le critère de sécurité *N-1* sans préciser si une analyse de sécurité en temps réel avait été réalisée avant de prendre cette décision.

### 3.2 Séquence des événements

Du fait du déclenchement de la ligne 380 kV Wehrendorf – Landesbergen entre RWE Transportnetz Strom et E.ON Netz, d'autres lignes ont été surchargées et ont déclenché en cascade. Cela a entraîné une division du réseau interconnecté de l'UCTE. En Allemagne, deux lignes ont déclenché entre RWE Transportnetz Strom et E.ON Netz et douze dans le réseau de E.ON Netz. En Autriche, cinq lignes ont déclenché dans le réseau d'APG. Ces déclenchements ont conduit à la séparation des réseaux de E.ON Netz et d'APG. Deux lignes ont déclenché entre la Hongrie et la Croatie. En outre, deux lignes ont déclenché en Croatie et une entre la Bosnie-Herzégovine et la Croatie. Cela a entraîné la séparation en trois zones du réseau de l'UCTE.

En ce qui concerne les interconnexions avec les autres systèmes électriques, les deux lignes 400 kV d'interconnexion entre l'Espagne et le Maroc ont déclenché à cause d'une protection de fréquence située au Maroc. La liaison à courant alternatif entre l'Italie et la Sicile a aussi déclenché alors que les liaisons à courant continu entre la France et le Royaume-Uni, entre l'Italie et la Sardaigne et entre l'Italie et la Grèce sont restées en fonctionnement. Aucun autre déclenchement de ligne n'a été signalé par les GRT de la région Ouest.

Immédiatement après la séparation du réseau de l'UCTE en trois zones, vers 22h10, il s'est avéré que la zone Ouest avait un déficit de puissance d'environ 9.000 MW. Par conséquent, la fréquence est tombée à environ 49 Hz. Cette baisse de fréquence a été enrayée par le déclenchement automatique de stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) et par des délestages automatiques de consommation. Il semble que la fréquence minimale n'a pas été exactement la même sur l'ensemble de la région Ouest. L'Espagne fait état d'un minimum de 48,95 Hz alors que les Pays-Bas soulignent que la fréquence n'a pas atteint le seuil de 49 Hz.

#### Réglage fréquence/puissance

Les GRT indiquent que les réserves de puissance active requises par les règles de l'UCTE étaient disponibles juste avant la panne. Cependant, elles n'ont pas suffi à combler le déficit de puissance. Dans l'ensemble, le réglage primaire de fréquence semble s'être comporté comme prévu. Cependant, les conditions exigées par l'UCTE pour la réponse primaire dans l'ensemble de la zone de l'UCTE se basent sur un incident de référence correspondant à la perte de 3.000 MW. Or, cette panne a représenté un déficit de 9.000 MW et seulement sur une partie du réseau de l'UCTE.

Concernant le réglage secondaire, le rapport final de l'UCTE révèle que les régulations des centrales de production sont passées en mode « *fréquence pure* » à des moments différents et dans des conditions différentes.

Vers 22h30, Etrams (en tant que coordinateur du réglage de la fréquence) a demandé aux GRT de la zone Ouest (y compris RTE (France), EnBW TNG (Allemagne), Terna (Italie) et APG (Autriche)) de basculer le réglage secondaire du mode fréquence/puissance vers le mode « *fréquence pure* ». Cela semble très tardif, puisque la fréquence avait déjà été ramenée autour de 50 Hz. Certains GRT, y compris TenneT, signalent que le basculement tardif en mode « *fréquence pure* » n'a fait qu'accroître le déficit de production.

Étant donné que le réglage de la fréquence était incapable d'enrayer la baisse de la fréquence dans la zone Ouest, d'autres mesures d'urgence étaient nécessaires.

### Arrêt des unités de pompage

En général, les unités de pompage sont arrêtées automatiquement à une fréquence de 49,5 Hz. Selon le rapport final de l'UCTE<sup>28</sup>, environ 1.600 MW de pompage ont été délestés :

Pays (GRT)	Pompage arrêté
Autriche (Ouest)	297 MW
Allemagne (EnBW TNG)	457 MW
Allemagne (E.ON Netz)	240 MW
Espagne (REE)	572 MW
France (RTE)	0 MW (aucune pompe ne fonctionnait)

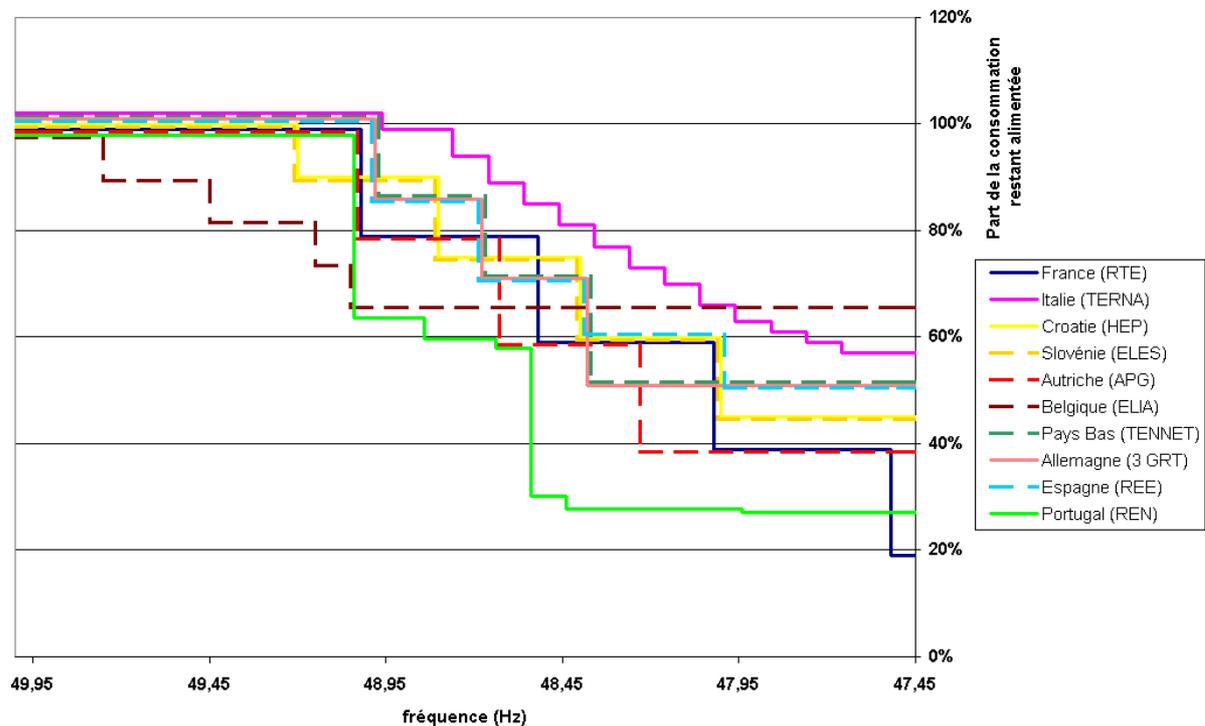
### Délestage automatique de consommation

Afin de rétablir l'équilibre entre la production et la consommation, des délestages automatiques ont également été mis en œuvre. Selon les règles de l'UCTE, les délestages doivent débiter par échelons successifs à partir d'une fréquence de 49 Hz.

L'organisation actuelle des délestages implique que chaque pays ne contribuerait pas dans la même mesure au rétablissement de l'équilibre entre la production et la consommation en cas de panne dans l'UCTE.

---

<sup>28</sup> Rapport final de l'UCTE, page 26.



Évolution de la consommation en fonction de la fréquence selon les plans de délestage dans les pays de la zone Ouest  
(Source : rapport final de l'UCTE<sup>29</sup>)

Le GRT suisse (Swissgrid) n'a pas encore installé de système automatique de délestage. Les chiffres donnés dans le rapport final de l'UCTE<sup>30</sup> sont les suivants :

Pays (GRT)	Consommation délestée	% de la consommation (incluant le délestage de pompage)
Autriche (Ouest)	127 MW	18 %
Belgique (ELIA)	800 MW	8 %
Croatie (HEP)	199 MW	14 %
France (RTE)	6.460 MW	12 %
Allemagne (EnBW TNG)	158 MW	8 %
Allemagne (E.ON Netz)	400 MW	14 %
Allemagne (RWE Transportnetz Strom)	2.000 MW	13 %
Italie (Terna)	2.249 MW	8 %

<sup>29</sup> Rapport final de l'UCTE, pages 75 et 76.

<sup>30</sup> Rapport final de l'UCTE, page 26.

Pays (GRT)	Consommation délestée	% de la consommation (incluant le délestage de pompage)
Pays-Bas (TenneT)	340 MW	3 %
Portugal (REN)	1.101 MW	19 %
Slovénie (ELES)	113 MW	8 %
Espagne (REE)	2.107 MW	10 %
Suisse (ETRANS)	7 MW	0,1 %
<b>Total</b>	<b>16.061 MW</b>	

La proportion de la consommation délestée diffère d'un GRT à un autre. En outre, les chiffres donnés dans le tableau, ci-dessus, ne sont pas compatibles avec l'organisation actuelle des délestages décrite par l'UCTE. Par exemple, la Belgique aurait dû délester 30 % de sa consommation après la chute de la fréquence à 49 Hz.

Les chiffres concernant la consommation délestée varient parfois légèrement entre les rapports nationaux de l'EREGG et le rapport préliminaire de l'UCTE. Il semble que les valeurs présentées par l'UCTE incluent également des charges qui se sont découplées du réseau du fait de la protection contre les valeurs basses de fréquence (par exemple, 150 MW pour TenneT).

### Comportement de la production

Les déclenchements d'unités de production dû à chute de fréquence a eu tendance à amplifier le déséquilibre entre la production et la consommation. L'UCTE signale qu'un total d'environ 10.900 MW (sur 182.681 MW) de production a déclenché dans la zone Ouest<sup>31</sup>. Une quantité importante de centrales de production connectée au réseau de distribution (c.-à-d. la production d'énergie éolienne et la cogénération) a déclenché.

A l'exception d'une unité de production thermique en Espagne (environ 700 MW), aucune unité de production électrique importante connectée au réseau des GRT n'a déclenché. En synthèse, à la fin de la réponse automatique du système, lorsque la chute de la fréquence a été maîtrisée, le système électrique présentait le bilan suivant :

- 9.000 MW d'importation de la zone Est plus disponible ;
- 10.000 MW de production perdus lorsque la fréquence a atteint 49,5 Hz ;
- 16.000 MW de délestage de consommation et de pompage arrêté ;
- 3.000 MW provenant du réglage primaire et de l'effet d'auto-régulation de la charge.

### 3.3 Retour au fonctionnement normal du système

Les zones Ouest et Est ont été reconnectées à 22h47 après plusieurs tentatives infructueuses. Le processus complet de resynchronisation s'est achevé à 22h49. L'alimentation a été

---

<sup>31</sup> Rapport final de l'UCTE, page 27.

progressivement rétablie grâce aux unités de production démarrées à la demande des GRT après l'incident (en particulier la production hydraulique). Selon le rapport final de l'UCTE, les quantités de production suivantes ont été démarrées<sup>32</sup> :

Pays (GRT)	Production démarrée
Autriche (Oest)	650 MW
Belgique (ELIA)	320 MW
Croatie (HEP)	77 MW
France (RTE)	5.305 MW
Allemagne (EnBW TNG)	1.058 MW
Allemagne (E.ON Netz)	418 MW
Allemagne (RWE Transportnetz Strom)	760 MW
Italie (Terna)	2.800 MW
Pays-Bas (TenneT)	140 MW
Portugal (REN)	1.015 MW
Slovénie (ELES)	90 MW
Espagne (REE)	3.696 MW
Suisse (ETRANS)	50 MW
<b>Total</b>	<b>16.379 MW</b>

Le rétablissement complet de l'alimentation a été réalisé dans la région Ouest à 23h45.

Lors du rétablissement de l'alimentation, il s'avère que certains GRD ont commencé à reconnecter des charges sans aucune coordination avec leurs GRT.

---

<sup>32</sup> Rapport final de l'UCTE, page 28.

## Annexe 2 : Règles, procédures et application du Guide d'exploitation de l'UCTE

Dans le cadre de réunions et de discussions avec l'UCTE sur le Guide d'exploitation de l'UCTE (OH) ayant eu lieu en 2004 et 2005 et en préparation du document « *Position et recommandations de l'EREGG sur les améliorations nécessaires du Guide d'exploitation* » présenté au XII<sup>ème</sup> Forum de Florence en septembre 2005<sup>33</sup>, l'EREGG a mené une comparaison des règles de fiabilité et de sécurité d'exploitation dans les zones synchrones de l'Union européenne. Bien que cette analyse soit un document interne de l'EREGG et qu'elle n'ait pas été publiée, les principaux aspects concernant le système synchrone de l'UCTE sont résumés ci-dessous, en se concentrant sur les problématiques liées à l'exploitation.

Règles de fiabilité et de sécurité/ sujets	Mise en œuvre dans le Guide d'exploitation de l'UCTE et autres cadres de l'UCTE
Méthodes, modèles et outils pour l'analyse du système	OH Policy 3 D et F → Calcul de la stabilité, échange d'informations pour les calcul de réseau ;
Règles de sécurité d'exploitation	OH Policy 3 A → Critère de sécurité <i>N-1</i> OH Policy 3 C → Elimination des défauts OH Policy 1 A, B & C → Réglage fréquence-puissance OH Policy 3 B → Réglage de la tension et gestion de la puissance réactive OH Policy 4 B → Calcul des capacités d'interconnexion
Ajustement : - règles - prix des écarts - échanges de réserve de puissance entre les GRT - réserves de puissance	OH Policy 1 C → Réglage tertiaire ( <i>uniquement les principes techniques</i> ) <i>Les aspects de marché et économiques associés à l'ajustement n'entrent pas dans le cadre de l'OH de l'UCTE ou plus généralement de l'UCTE</i> « Accord sur le secours mutuel pour le maintien de l'équilibre »
Informations à échanger entre les GRT : - informations techniques concernant les systèmes électriques - indisponibilités planifiées - Informations sur les conditions d'exploitation - Informations pour les acteurs du marché	OH Policy 3 F → Échanges d'informations entre les GRT pour l'exploitation, échange d'informations pour la simulation du système électrique OH Policy 4 C → DACF, <i>Day-Ahead Congestion Forecast</i> (prévision des congestions pour le lendemain), modèle réel de tous les éléments du réseau des niveaux de tension 750 kV, 380 kV et 220 kV OH Policy 4 A <i>Les informations à échanger sur les indisponibilités programmées sont définies au sein de chaque Policy, en particulier pour :</i> OH Policy 2 → Programmation des échanges et calcul des écarts (programmes d'échange)

<sup>33</sup> Position et recommandations de l'EREGG sur le Guide d'exploitation de l'UCTE ; [http://ec.europa.eu/energy/electricity/florence/doc/florence\\_12/erregg\\_position\\_op\\_handbook.pdf](http://ec.europa.eu/energy/electricity/florence/doc/florence_12/erregg_position_op_handbook.pdf) ; version mise à jour du 27 novembre 2006, page 3.

Règles de fiabilité et de sécurité/ sujets	Mise en œuvre dans le Guide d'exploitation de l'UCTE et autres cadres de l'UCTE
	et OH Policy 3 F → Échanges d'informations entre les GRT pour la sécurité de l'exploitation du système
Actions correctives automatiques	OH Policy 5 A → Exploitation du système dans des conditions perturbées
Services système : - description et règles - constitution des réserves et obtention des services	OH Policy 1 A, B & C → Réglage fréquence-puissance OH Policy 3 B → Réglage de la tension et gestion de la puissance réactive OH Policy 5 B → Capacités de redémarrage des unités de production après un effacement du réseau <i>(aucune étude d'application)</i> <i>Aucune règle sur la constitution des réserves et l'obtention des services ne figure dans l'OH de l'UCTE</i>
Exploitation coordonnée au sein d'une région	OH Policy 1 E → Les dispositions concernant l'assistance mutuelle en situation d'urgence doivent faire l'objet d'accords, les délestages doivent être coordonnés lors des situations d'urgence. OH Policy 3 A → Possibilité de recourir à l'assistance d'un GRT voisin pour satisfaire au critère de sécurité N-1 (orientation) OH Policy 3 B → Actions coordonnées aux frontières pour la gestion de la puissance réactive <i>(aucune étude d'application)</i>
Gestion des congestions entre les sous-systèmes de la région	OH Policy 4 C & D → DACF (phase de planification), gestion du critère de sécurité N-1 (gestion des congestions en exploitation) <i>Le mécanisme de marché et les aspects économiques liés à la gestion des congestions n'entrent pas dans le cadre des règles de l'UCTE mais sont définis dans les Guidelines sur la gestion des congestions</i>
Pénuries d'électricité	OH Policy 5 B → Exploitation du système dans des conditions perturbées
Exploitation coordonnée avec d'autres systèmes synchrones	<i>Pas d'équivalent direct dans l'OH</i>
Reconstitution du réseau après une panne	OH Policy 5 B → Reconstitution du réseau après une panne
Formation	OH Policy 5 A → Les opérateurs des centres de contrôle doivent être régulièrement formés OH Policy 8 (projet) → Formation opérationnelle
Exigences générales et caractéristiques fondamentales	<i>(uniquement les spécifications générales)</i> OH Policy 1 → Fréquence nominale, définition et conditions d'exploitation (plages de fréquence) OH Policy 3 → Plage des valeurs de tension dans des conditions normales <i>(principalement définies par les codes de réseau des GRT ou par la réglementation nationale)</i>
Conditions de raccordement des centrales électriques	<i>(uniquement les spécifications générales)</i> OH Policy 1 → Caractéristique du régulateur de réglage

Règles de fiabilité et de sécurité/ sujets	Mise en œuvre dans le Guide d'exploitation de l'UCTE et autres cadres de l'UCTE
	fréquence-puissance OH Policy 5 → Capacités de redémarrage des unités de production après un effacement du réseau, capacité de fonctionnement îlotés sur les auxiliaires (principalement définies par chaque code de réseau des GRT ou par la réglementation nationale)
Infrastructure de communication	OH Policy 6
Règles de gestion des données	OH Policy 7
Accord d'échange de données entre les GRT	OH Policy 4 Architecture d'échange de données URTICA

Outre l'analyse de la transcription des règles de fiabilité et de sécurité dans le Guide d'exploitation de l'UCTE, le groupe de travail de l'EREG concernant l'exploitation du système électrique (*System operation Task force*) a également réalisé une analyse de l'application des règles des trois premières *policies* du Guide d'exploitation de l'UCTE étant donné qu'elles étaient déjà utilisées avant, même, que ce Guide d'exploitation n'entre en vigueur. Cette analyse inclut également quelques pays hors de l'UCTE afin de pouvoir comparer des résultats couvrant plusieurs systèmes synchrones.

Dix-sept pays ont été concernés par cette étude comparative : l'Autriche, la Belgique, le Danemark (Ouest), l'Espagne, l'Estonie, la Finlande, la France, l'Italie, le Luxembourg, la Norvège, les Pays-Bas, la Pologne, le Portugal, la Slovaquie, la Slovénie, la République tchèque et le Royaume-Uni. Même si les conditions d'application des règles ont pu légèrement évoluer après la première version du Guide d'exploitation, les divergences entre les pays demeurent en général. En conclusion, les domaines nécessitant des améliorations sont :

1. la constitution et la mise en œuvre des réserves requises pour le réglage fréquence-puissance ;
2. les critères de sécurité en général et le critère de sécurité *N-1* en particulier ;
3. les Aspects liés à la stabilité ;
4. les échanges d'informations entre les gestionnaires GRT ;
5. la coordination et coopération entre les GRT en cas d'urgence et dans les situations d'exploitation perturbées<sup>34</sup> ;
6. les procédures de reconstitution du réseau.

Ces problèmes doivent être résolus en priorité pour assurer la sécurité d'exploitation du système électrique synchrone de l'UCTE. Ainsi, des divergences importantes qui ont été identifiées dans l'application des règles entre les différentes zones de réglage sont considérées comme injustifiées et potentiellement dangereuses pour la sécurité et l'intégrité du système. Ces

<sup>34</sup> Selon la définition de Fink & Carlsen, largement acceptée, les états de fonctionnement du système électrique, comprennent l'état normal, l'état d'alerte, l'état d'urgence, l'état critique et l'état de retour à la normale.

divergences sont illustrées par les tableaux, ci-dessous, concernant certains des critères de sécurité.

Tableau A2-1 : Document définissant le critère de sécurité *N-1* dans les différents pays.

Pays	AUT	BEL	CZ	DK	ES	FR	LUX	NL	PL	PT	SK
Code de réseau	✓		✓		✓			✓	✓		✓
Règles internes aux GRT		✓				✓	✓			✓	
Autre document				✓							

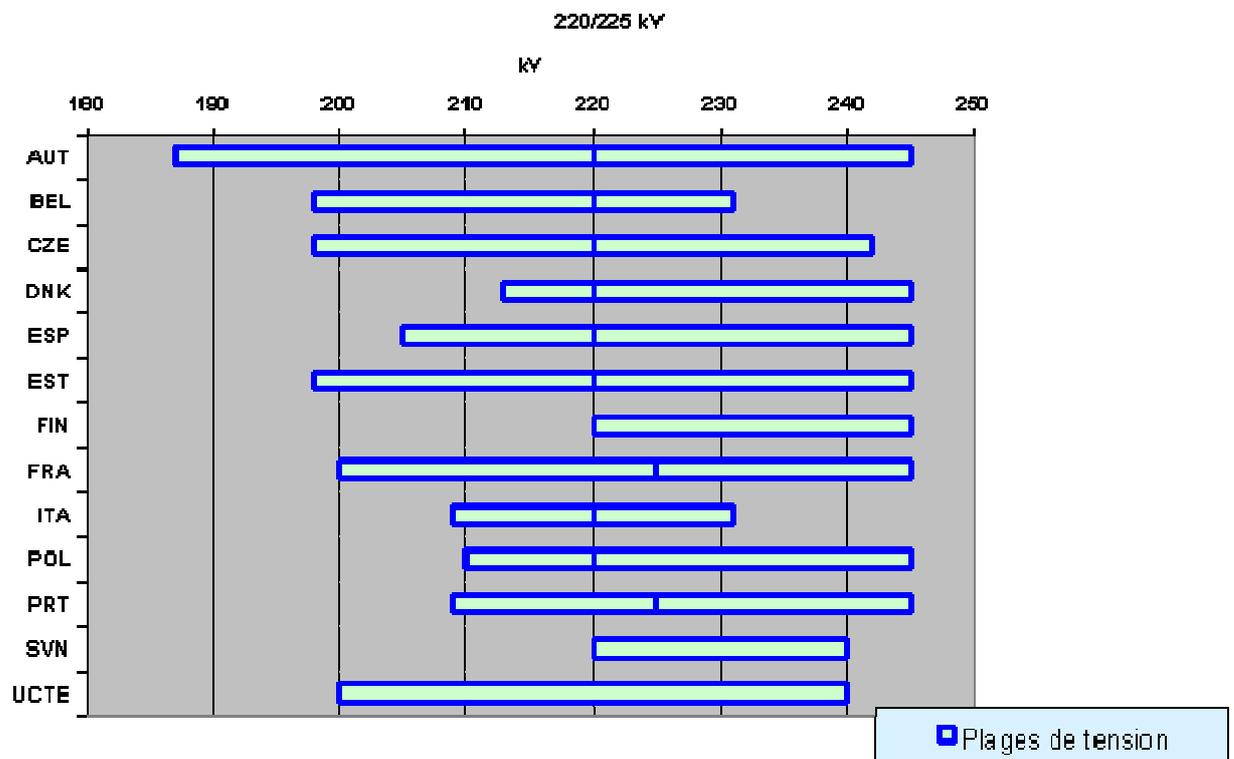
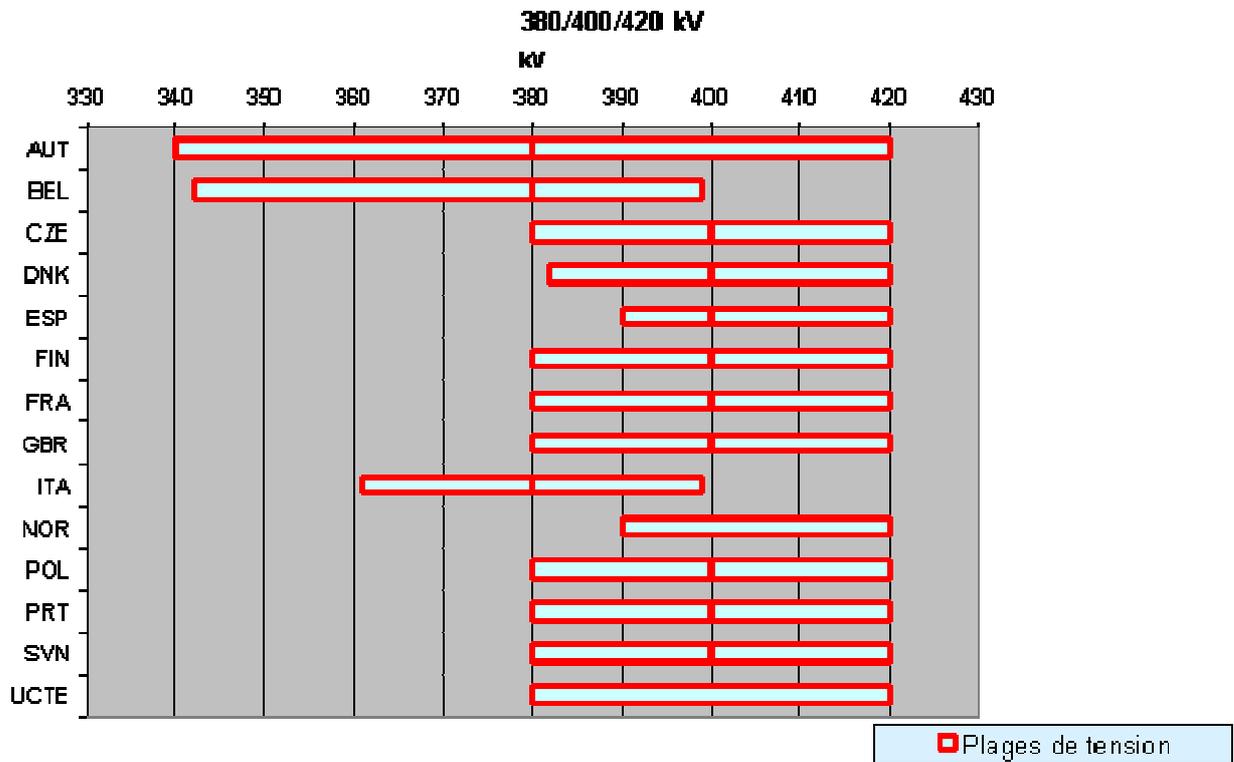
Tableau A2-2 : Éléments du réseau pris en compte pour l'analyse de sécurité *N-1* (pays de l'UCTE surlignés en jaune).

Pays	AUT	BEL	CZ	DK	ES	EST	FIN	FR	IT	LUX	NL	NOR	PL	PT	SK	SLO
Ligne	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●
Transformateur	●	●	●	●	●	●	●	●		●	●	●	●	●	●	●
Unité de production		●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●		●		●
Autre		●	●	●	●						●					
N-k																
Jeu de barres		●				●	●	●		●	○	●	●		○	
Ligne double		○			○		●	○	●	○			○	○	○	●
Autre		●	●		●	○	○	○	○	○	○				○	
● : pris en compte									○ : pris en compte sous conditions							

Tableau A2-3 : Fréquence des analyses de sécurité.

Pays	AUT	BEL	CZE	ESP	FIN	FRA	ITA	NL	PL	PT
Fréquence des analyses de sécurité	Toutes les 2 min	Toutes les 15 min	Lorsque nécessaire	Toutes les 10 min	Toutes les 10 à 20 min	Toutes les 15 ou 5 min	Toutes les 15 min	Toutes les 10 min	Toutes les 15 min	Toutes les 5 min

Tableau A2-4 : Bien que les problèmes liés à la tension/puissance réactive se posent en réalité à une échelle locale, des plages de fonctionnement / tensions différentes dans les systèmes électriques interconnectés sont une cause possible de problèmes, par exemple pour le réglage des protections ou l'analyse de sécurité *N-1*.



Bien que l'EREG ne considère pas la liste des exemples, ci-dessus, comme exhaustive et ne vise pas à proposer ici des solutions techniques uniformes et détaillées, il est important d'insister une fois de plus sur le besoin urgent d'examiner de façon appropriée tous les problèmes liés à la sécurité du système électrique et de fournir, le plutôt possible, des solutions communes et adéquates.