



COMMISSION DES COMMUNAUTÉS

013511/EU XXIII.GP  
Eingelangt am 15/05/07

Bruxelles, le 15.5.2007  
COM(2007) 250 final

**COMMUNICATION DE LA COMMISSION AU CONSEIL ET  
AU PARLEMENT EUROPEEN**

**Rapport sur l'expérience acquise dans l'application du règlement (CE) n° 1228/2003 sur  
les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité**

# COMMUNICATION DE LA COMMISSION AU CONSEIL ET AU PARLEMENT EUROPEEN

## Rapport sur l'expérience acquise dans l'application du règlement (CE) n° 1228/2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité

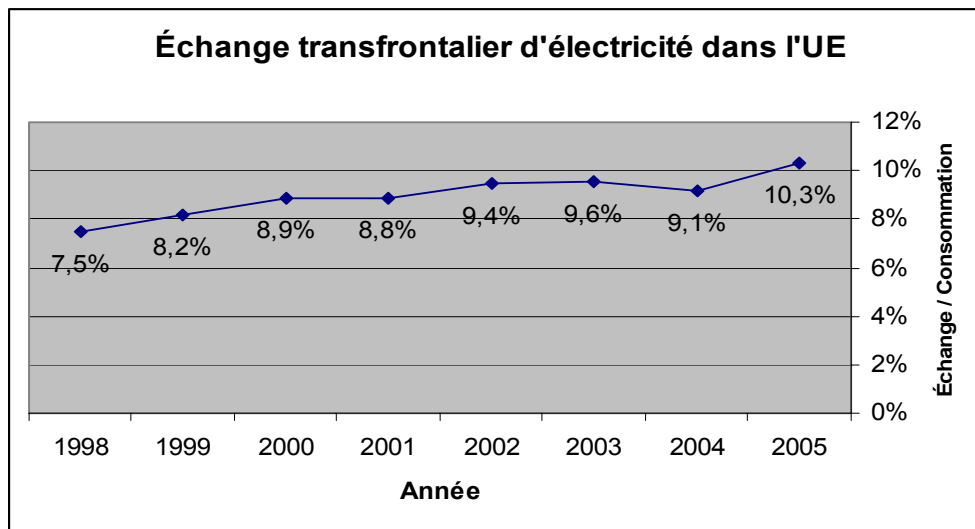
(Texte présentant de l'intérêt pour l'EEE)

### 1. INTRODUCTION

Le présent rapport donne suite à l'obligation de la Commission, prévue à l'article 14 du règlement (CE) n° 1228/2003 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité<sup>1</sup>, de publier un rapport sur l'expérience acquise dans l'application du règlement. Le règlement vise à fixer des règles équitables pour les échanges transfrontaliers d'électricité afin d'améliorer la concurrence sur le marché intérieur de l'électricité. Il établit un mécanisme de compensation pour les flux transfrontaliers d'électricité et institue des principes harmonisés sur les redevances de transport transfrontalières et l'attribution des capacités existantes d'interconnexion entre les réseaux nationaux de transport.

### 2. EVOLUTION DES VOLUMES DES ECHANGES TRANSFRONTALIERS

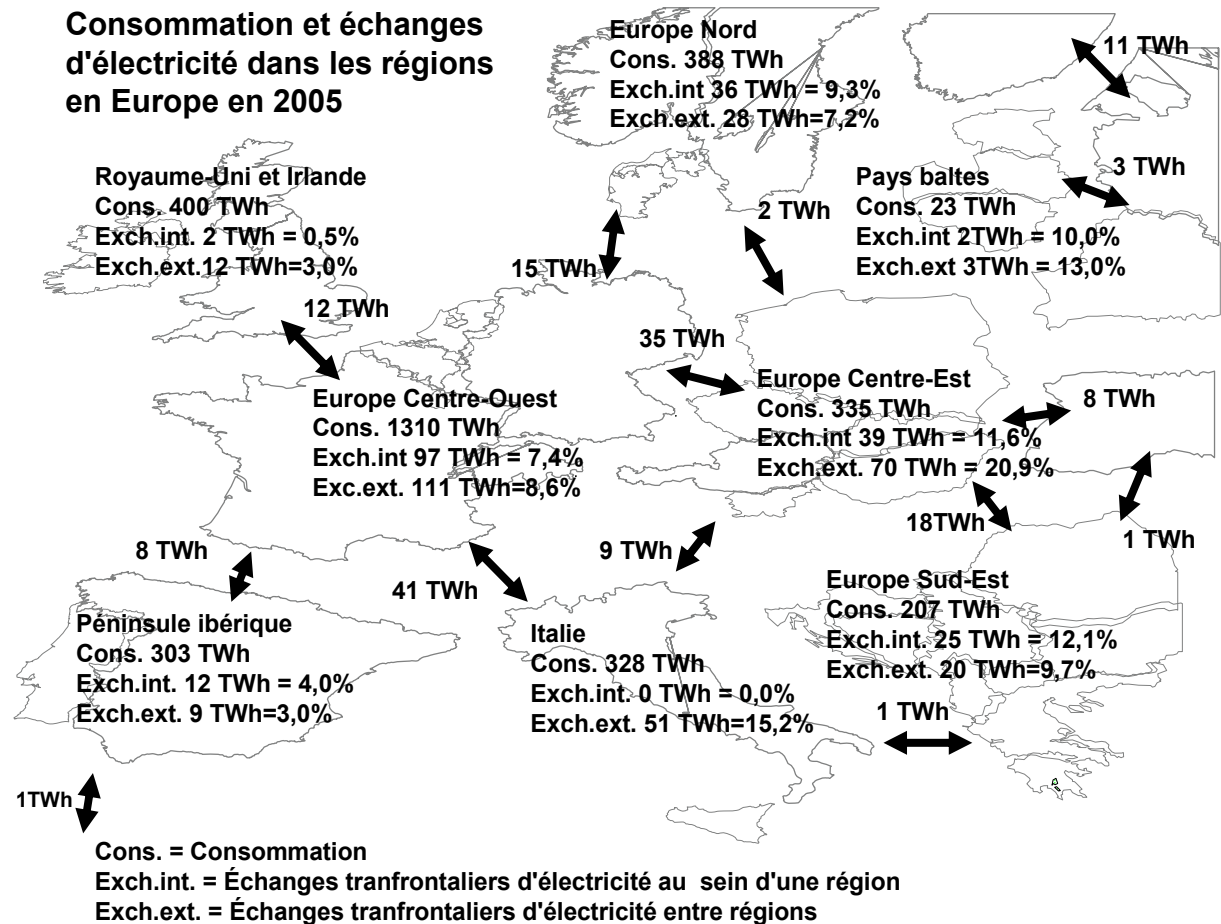
Les flux transfrontaliers d'électricité en Europe ont augmenté de manière modeste chaque année depuis l'ouverture du marché. Cependant, en moyenne, seulement 10% de l'électricité consommée dans l'Union Européenne traverse les frontières des Etats Membres. Le graphique 1 indique l'évolution globale des flux transfrontaliers physiques dans les pays de l'UE à 27, ainsi qu'en Norvège et en Suisse.



*Graphique 1: Evolution des flux transfrontaliers d'électricité entre les États membres de l'UE, la Norvège et la Suisse (pourcentage des flux transfrontaliers par rapport à la consommation d'électricité brute).*

<sup>1</sup> JO L 176 du 15.7.2003, p. 1.

Le graphique 2 présente les quantités des flux transfrontaliers dans et entre certaines régions d'Europe, selon les orientations modifiées relatives à la gestion de la congestion<sup>2</sup>, ainsi qu'en Europe du sud-est. Dans ce graphique, les pays appartenant à plusieurs régions ont été comptabilisés dans la région correspondant à leur degré de connexion physique le plus fort. La Suisse a été incluse dans la région d'Europe Centre-Ouest et la Norvège dans l'Europe Nord. Le graphique ne donne qu'une image approximative de la réalité et ne reflète pas toutes les caractéristiques des marchés géographiques. Les marchés allemands et autrichiens, par exemple, sont en grande partie intégrés dans la pratique.



Graphique 2: Consommation et échanges d'électricité dans les régions en Europe en 2005<sup>3</sup>

Le graphique montre que la région la plus étendue est l'Europe Centre-Ouest, avec une consommation annuelle de 1310 TWh. La région d'Europe Centre-Ouest échange des quantités substantielles d'électricité avec toutes les régions voisines, surtout l'Italie (41 TWh) et la région d'Europe Centre-Est (35 TWh). Jusque récemment, la région balte était isolée du reste des régions de l'UE, mais l'interconnexion entre l'Estonie et la Finlande en décembre 2006 a mis un terme à cette situation.

<sup>2</sup> Décision de la Commission du 9 novembre 2006 modifiant l'annexe du règlement (CE) n° 1228/2003 concernant les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité, JO L 312 du 11.11.2006, p. 59-65.

<sup>3</sup> Sources: UCTE, Nordel, DTi, GRT baltes

La consommation totale dans l'ensemble des régions (3271 TWh) comprend un pourcentage d'échanges transfrontaliers correspondant à 6,5 % (213 TWh) pour les échanges à l'intérieur des régions, à 4,3 % (141 TWh) pour les échanges entre les régions et à 0,7 % (24 TWh) pour les échanges avec des pays tiers. Notons cependant que les flux physiques ne sont qu'une approximation des volumes réellement échangés aux frontières. Lorsque les échanges commerciaux dans des directions opposées sont compensés, les volumes des échanges bruts peuvent être plus élevés que les volumes physiques. De plus, les échanges commerciaux coïncident rarement avec les flux physiques en raison des flux de bouclage et de l'actuelle méthode de calcul des capacités, qui ne tient pas bien compte de l'impact sur les pays tiers.

Les schémas actuels des échanges entre les régions et les capacités sous-jacentes d'interconnexion semblent prouver qu'il est possible de renforcer l'intégration des régions vers un marché européen. Cela entraînera une meilleure convergence des prix entre les régions ayant des parcs de production similaires, et une meilleure utilisation des possibilités d'arbitrage entre les régions ayant des parcs de production différents, comme c'est le cas par exemple entre les marchés de l'Europe Centre-Ouest et de l'Europe Nord.

De façon générale, les possibilités d'échanges transfrontaliers sont loin d'être pleinement exploitées, comme le confirment les résultats de l'enquête sectorielle portant sur les marchés du gaz et de l'électricité<sup>4</sup>. Cette situation est partiellement due à un manque d'intégration des marchés de gros et d'équilibrage. Dans d'autres cas, de nombreux pays ne disposent pas encore d'un signal lié aux prix suffisamment fiable pour guider les échanges transfrontaliers.

### **3. ÉLABORATION DE METHODES D'ECHANGES TRANSFRONTALIERS**

L'adoption des orientations modifiées relatives à la gestion de la congestion a constitué une avancée dans la conception du marché intérieur de l'électricité de l'UE. Ces orientations contiennent des règles pratiques pour mettre en œuvre plusieurs principes, déjà énoncés dans le règlement (CE) n° 1228/2003. Les éléments majeurs des orientations sont la division de l'UE en régions (sept régions plus l'Europe Sud-Est), l'obligation pour les gestionnaires de réseau de transport (GRT) d'utiliser un système coordonné commun de calcul et d'attribution des capacités, et enfin les exigences en matière de transparence.

Les méthodes d'attribution des capacités pour les interconnexions saturées sont les suivantes (voir également le graphique à l'annexe 1):

- (1) conservation (la société verticalement intégrée détient la capacité)
- (2) attribution prioritaire pour les contrats historiques
- (3) vente aux enchères explicite
- (4) vente aux enchères implicite
- (5) pour les attributions intrajournalières, principe du «premier arrivé, premier servi» et au prorata.

---

<sup>4</sup> Enquête menée en vertu de l'article 17 du règlement (CE) n° 1/2003 sur les secteurs européens du gaz et de l'électricité - COM(2006)851, voir Partie b, point 2.3 «Intégration des marchés»

Seule la vente aux enchères explicite et implicite coordonnée remplit les conditions du règlement (CE) n° 1228/2003. Ceci étant, la conservation est encore utilisée sur certaines anciennes lignes marchandes et dans certains cas, l'attribution prioritaire est encore accordée aux anciens contrats malgré l'arrêt de la Cour de justice européenne dans l'affaire C-17/03<sup>5</sup>. La Commission a déjà entamé une action en justice contre ces situations.

À l'avenir, davantage de capacités seront attribuées par le biais des ventes aux enchères implicites. La méthode de «couplage du marché» développée par l'ETSO (association européenne des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité) et par l'EuroPex (Association of European Power Exchanges) présente, à l'heure actuelle, le potentiel le plus élevé pour une véritable intégration du marché européen de l'électricité par le système de ventes aux enchères implicites coordonné au jour J-1. L'enquête sectorielle<sup>6</sup> a montré que le système des ventes aux enchères explicites tel qu'il se pratique actuellement mène souvent à une utilisation inefficace des capacités d'interconnexion et empêche l'intégration du marché.

Par le passé, les capacités transfrontalières étaient en grande partie calculées selon la méthodologie de la «capacité de transfert nette» (NTC) développée par l'ETSO. Des méthodes plus sophistiquées de calcul des capacités, intégrées à l'attribution des capacités, ont été proposées récemment et sont impératives pour pouvoir se conformer aux orientations modifiées relatives à la gestion de la congestion. La méthode la plus prometteuse est la méthode dite «fondée sur les flux», dans laquelle la capacité disponible est calculée dans un modèle de réseau mondial sans effectuer ex-ante de désagrégation infra-optimale de la capacité totale en valeurs NTC bilatérales. Cette méthode permet d'assurer que les flux physiques résultant de l'ensemble des GRT concernés maintiennent le réseau dans ses limites de sécurité. Elle offre des avantages potentiels considérables lorsqu'elle est utilisée dans un réseau de transport fortement maillé.

Il reste encore beaucoup à faire pour mettre en œuvre de nouvelles dispositions, notamment celles qui sont exposées dans les orientations modifiées relatives à la gestion de la congestion. En conséquence, tous les projets principaux ne peuvent pas être prêts pour le 1er janvier 2007, l'échéance fixée par lesdites orientations pour la mise en place d'un système coordonné commun de calcul et attribution des capacités. Premièrement, il reste des difficultés d'ordre technique car le système doit être expérimenté et s'avérer robuste avant la mise en œuvre. Deuxièmement, il est souvent politiquement difficile de se mettre d'accord sur les changements dans la configuration du marché. Une méthode meilleure pourrait certes augmenter le bénéfice global pour les intervenants du marché et garantir une utilisation sûre et plus efficace de l'infrastructure existante, mais la quantité de capacités à attribuer à certaines frontières pourrait diminuer.

Le développement de l'accès au commerce transfrontalier intrajournalier a progressé. Cet élément est également exigé dans les orientations modifiées relatives à la gestion de la congestion, et sera obligatoire à dater du 1er janvier 2008.

Les régulateurs nationaux et la Commission suivront attentivement la mise en œuvre de ces orientations. La Commission est prête à entamer des procédures d'infraction en cas de non-respect des nouvelles orientations.

---

<sup>5</sup> Vereniging voor Energie, Milieu en Water, e.a. contre Directeur van de Dienst uitvoering en toezicht energie, JO C 182 du 23.7.2005, p. 2.

<sup>6</sup> Enquête menée en vertu de l'article 17 du règlement (CE) n° 1/2003 sur les secteurs européens du gaz et de l'électricité - COM(2006)851, «Intégration des marchés», voir Partie b, point 2.3.5.3

#### **4. MECANISME DE COMPENSATION ENTRE GESTIONNAIRES DE RESEAUX DE TRANSPORT**

Le règlement (CE) n° 1228/2003 fixe également le cadre du système de compensation pour l'utilisation des réseaux voisins, qui n'est plus basé sur des redevances explicites pour les échanges individuels (redevances transfrontalières ou droits de transit) mais sur un mécanisme global de compensation fondé sur les flux physiques. Ce système est logique dans un réseau électrique maillé où les flux commerciaux en sens contraire se compensent les uns les autres et où les flux physiques ne coïncident presque jamais avec les flux contractuels.

Le mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseaux de transport (mécanisme ITC) a progressé sur une base volontaire par le biais du processus du forum de Florence. Le premier accord volontaire a été conclu en mars 2002 entre les membres de l'ETSO, même s'il comprenait encore une redevance transfrontalière de 1 €/MWh, perçue soit de manière collective soit sur les transactions d'exportation et d'importation, selon le pays. En 2003, cette redevance a été ramenée à 0,5 €/MWh puis finalement supprimée en 2004.

L'accord volontaire entre GRT était basé sur une méthode consistant à simplifier la réalité des flux transfrontaliers. Cette simplification présente plusieurs failles, que certains participants ont de plus en plus de mal à supporter. L'ETSO s'est employé à améliorer la méthodologie et a présenté le modèle «IMICA» (Improved Modelling for Infrastructure Cost Allocation), une modélisation améliorée pour la répartition des coûts d'infrastructure qui pallie quelques-unes des failles du système précédent. Étant donné cependant que la méthode est très complexe et que les principes d'une méthode ITC sont toujours en discussion, un nouveau mécanisme ITC provisoire présentant certaines améliorations a été mis en œuvre en 2007.

Le Groupe des régulateurs européens dans le domaine de l'électricité et du gaz (ERGEG) a travaillé sur les orientations en matière de compensation entre GRT que doit adopter par la Commission en vertu du règlement (CE) n° 1228/2003. Néanmoins, après plusieurs tentatives et plusieurs méthodes possibles, la plus récente et la plus prometteuse étant la méthode IMICA, l'ERGEG n'avait pu dégager aucun accord à la fin de 2006.

La Commission continue à examiner si les travaux de l'ERGEG fournissent, quoi qu'il en soit, une base suffisante pour adopter des orientations avec l'aide du comité pour les échanges transfrontaliers d'électricité institué par l'article 13 du règlement (CE) n° 1228/2003.

#### **5. HARMONISATION DU TARIF D'ACCES AUX RESEAUX**

Les tarifs de réseau appliqués pour accéder au réseau de transmission varient énormément (voir également le graphique à l'annexe 2). Le tarif de réseau moyen pour une puissance raccordée au réseau de transmission (charge L), varie d'environ 2 €/MWh (Suède) à environ 27 €/MWh (est du Danemark). Le tarif de réseau moyen pour un générateur raccordé au réseau de transmission (charge G) varie de 0 €/MWh (plusieurs États membres) à environ 1,8 €/MWh (Irlande). Plusieurs facteurs expliquent ces différences. Outre les différences de coûts d'infrastructure, ces tarifs peuvent inclure ou non les pertes, les signaux de localisation, les entretiens du système ou les frais qui ne sont pas directement liés aux activités de GRT. Ces autres frais sont principalement liés aux obligations de service public telles que le soutien des sources d'énergie renouvelables et de la production combinée de chaleur et d'électricité (PCCE) ainsi qu'aux coûts irrécupérables.

L'harmonisation tarifaire est nécessaire pour instaurer des conditions comparables sur le marché de l'électricité et constitue l'un des éléments principaux du règlement (CE) n° 1228/2003. Bien qu'une orientation contraignante sur le niveau des tarifs soit en préparation depuis plusieurs années dans le cadre du forum de Florence, le règlement prévoit qu'elle ne peut être adoptée indépendamment de l'orientation sur le mécanisme de compensation entre gestionnaires de réseaux de transport. Le projet d'orientation sur la tarification du transport vise à diminuer graduellement la répartition sur la charge G, car cette dernière est plus importante que la charge L en ce qui concerne l'existence de conditions comparables.

## 6. CONGESTION

Les configurations des congestions sont devenues plus instables, même s'il n'existe pas encore de méthode uniforme pour collecter et pour publier des données sur le profil de la congestion. Par le passé, les flux, souvent dominés par les contrats à long terme, restaient relativement stables. L'augmentation de l'instabilité peut être vue comme le signe d'un meilleur fonctionnement du marché, entraînant un accroissement des échanges dans les deux directions sur les interconnexions. Dans certains cas, elle pourrait aussi résulter d'une nouvelle stratégie commerciale des acteurs occupant une position dominante sur un marché : les volumes transfrontaliers sont optimisés.

Avec les mécanismes fondés sur le jeu du marché, les GRT collectent des redevances pour la gestion de la congestion, qui reflètent la différence de prix entre les zones et le volume échangé par chaque interconnexion. Aux frontières où les ventes aux enchères explicites sont déjà utilisées depuis un certain temps, les recettes suivantes ont été recueillies en 2005 (en millions d'euros), suivies des recettes de 2004 indiquées entre parenthèses<sup>7</sup> : 158 (98) pour l'Allemagne, 48 (35) pour les Pays-Bas, 44 (41) pour la République tchèque, 41 (9) pour la Pologne et 28 (19) pour le Danemark (frontières avec l'Allemagne). Dans la région Nord, les chiffres sont les suivants pour les redevances de congestion agrégées, collectées selon le système de scission du marché<sup>8</sup> : 48 millions d'euros en 2004, 117 millions d'euros en 2005 et 104 millions d'euros en 2006. Pour 2006, plusieurs nouvelles ventes aux enchères explicites ont été introduites afin de remplacer la conservation, l'attribution prioritaire pour les contrats historiques ou les méthodes «premier arrivé, premier servi», qui ne sont pas compatibles avec le règlement (CE) n° 1228/2003 ni avec l'arrêt de la Cour de justice européenne dans l'affaire C-17/03 .

Selon le règlement, les recettes provenant de la gestion de la congestion peuvent uniquement être utilisées pour garantir la capacité, construire des infrastructures ou abaisser le tarif de réseau. Les recettes ont hélas le plus souvent servi à faire baisser le tarif. Seuls quelques pays ont préféré les utiliser pour des investissements de réseau (pays nordiques, Pays-Bas). Selon les orientations modifiées relatives à la gestion de la congestion, les autorités de régulation devront publier, à partir de 2007, un rapport annuel sur la collecte et l'utilisation des recettes provenant de la gestion de la congestion.

---

<sup>7</sup> Informations provenant des sites web des bureaux de vente aux enchères. La redevance perçue à chaque interconnexion est supposée répartie 50-50 entre les GRT concernés.

<sup>8</sup> NORDEL

## **7. ACCES A L'ELECTRICITE TRANSFRONTALIERE POUR LES UTILISATEURS FINAUX**

Les frontières entre les pays et les zones de contrôle demeurent un obstacle important à la véritable intégration du marché. Un objectif à moyen terme consiste à viser l'harmonisation régionale du marché et à construire de nouvelles infrastructures de telle sorte que les frontières soient moins gênantes qu'aujourd'hui pour les intervenants sur le marché. Cette situation a été créée en grande partie pour les opérateurs du marché de gros dans la région de NordPool. Lorsque les intervenants sur le marché nordique soumettent des offres sur le marché day-ahead, le système optimise automatiquement l'utilisation des infrastructures transfrontalières. Le marché d'équilibrage est également intégré en utilisant des offres provenant de l'ensemble de la région. Cependant, ce marché nordique ne s'étend pas encore directement au marché de détail, puisque les clients sont toujours obligés d'utiliser des fournisseurs établis dans le pays. Les travaux se poursuivent en vue d'établir un véritable marché nordique des utilisateurs finals. L'Allemagne et l'Autriche fournissent un autre exemple d'intégration des marchés de gros. L'intégration de marché de détail dans cette région est aussi en cours d'examen.

## **8. SECURITE DE L'APPROVISIONNEMENT**

La première année d'application du règlement, 2003, s'est avérée difficile pour la sécurité de l'approvisionnement en électricité. L'Italie a subi une importante coupure d'électricité en septembre 2003, due à des problèmes sur les lignes d'interconnexion avec la Suisse dont la propagation n'a pas pu être maîtrisée. En septembre 2003 toujours, une panne d'électricité majeure a frappé le sud de la Suède et l'est du Danemark. Des coupures de moindre envergure se sont produites en 2003 à Londres et à Helsinki. La panne d'électricité plus récente du 4 novembre 2006 a touché toute l'Union pour la région synchrone de l'Union pour la coordination du transport de l'électricité (UCTE). Cet incident a démarré dans le nord de l'Allemagne et scindé la zone UCTE en trois parties, entraînant par conséquent un délestage d'environ 10 % dans la zone occidentale afin de préserver l'intégrité du réseau de transport.

Comme il est très rare d'enregistrer des perturbations importantes du système, il n'est pas encore possible de conclure si la probabilité de coupures d'électricité devient plus élevée ou moins élevée qu'avant les hausses des transports transfrontaliers. Quoi qu'il en soit, la coupure d'électricité en Italie a clairement démontré que le cadre en place des GRT n'était pas suffisant pour garantir un niveau élevé d'exploitation des réseaux à l'échelle européenne. La coopération était fondée sur des recommandations non contraignantes, sans surveillance ni contrôle de l'application de ces recommandations. En conséquence, l'UCTE a entrepris de convertir les recommandations en un manuel de règles, mises en application et contrôlées par un accord contraignant conclu entre tous les GRT membres de l'UCTE. Cette tâche est en très bonne voie mais n'est pas encore achevée.

Des discussions ont eu lieu, dans le cadre notamment du processus du forum de Florence, pour déterminer s'il est nécessaire d'adopter des règles de sécurité contraignantes à l'échelle européenne. Le règlement permettrait déjà de le faire, bien que la Commission n'ait pas choisi de présenter une proposition à ce jour.



Le récent rapport de l'ETSO sur l'adéquation de la capacité de production<sup>9</sup> écarte tout souci majeur pour la majeure partie du réseau européen jusqu'en 2012. Après 2012, la situation pourrait devenir critique si les investissements sont plus lents que prévu. La situation peut changer assez rapidement lorsque de nouveaux investissements sont annoncés, comme en Italie, en Espagne, aux Pays-Bas et en Allemagne. Les pays nordiques dépendent des précipitations, en raison de la part élevée de l'hydro-électricité. La capacité de production devient donc un problème durant les années sèches, telles que 2006.

Le rapport de l'ETSO tient compte de l'influence des connexions transfrontalières sur l'adéquation de la capacité de production au niveau régional, en presumant que les GRT ne couperaient pas unilatéralement les interconnexions entre États membres en cas de conditions extrêmes de pointe de consommation. Ceci étant, le comportement de certains GRT dans ces situations n'est pas très prévisible. Certains exemples indiquent qu'ils pourraient préférer les clients nationaux aux clients étrangers. Ce comportement est contraire à la directive 2003/54/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité<sup>10</sup> et à la directive 2005/89/CE concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures<sup>11</sup>. Cette question importante sera approfondie dans le cadre de la mise en œuvre de la directive 2005/89/CE.

## 9. SIGNAUX DE LOCALISATION

Les signaux de localisation sont une exigence fondamentale pour le fonctionnement du marché de l'électricité. Les signaux de localisation correspondent à tous les tarifs de transport ou conditions qui influencent la répartition de la production à court terme, et le choix du site des nouvelles centrales et des clients gros consommateurs d'électricité à long terme.

Actuellement, ce sont les effets des congestions qui fournissent le signal de localisation le plus fort pour le réseau sur le marché européen de l'électricité. En effet, l'existence de congestions signifie que le marché est divisé en zones des prix et la congestion maintient une différence de prix entre les zones. C'est un signal fort lorsqu'une société choisit à quel endroit investir dans des capacités de production. En outre, il existe dans certains pays (Royaume-Uni, Suède et Norvège) un élément de signal localisation qui est incorporé dans le tarif d'accès aux réseaux. Ce signal est supposé influencer à la fois le comportement à court terme (répartition) et le comportement à long terme (investissements). Il n'existe encore aucun signal de localisation d'envergure européenne dans les tarifs pour compléter les signaux donnés par la congestion. Il pourrait être nécessaire d'harmoniser les tarifs de réseau avant qu'on ne puisse raisonnablement inclure un signal de localisation d'envergure européenne dans les tarifs.

Une question importante concerne les signaux de localisation au sein de certains États membres, notamment dans les grands pays qui ont une zone tarifaire unique et où la congestion n'est pas explicitement reconnue. En Allemagne par exemple, la pénétration de l'énergie éolienne est très forte dans le nord du pays et l'on fait appel en priorité à ces installations. Bien que la congestion existe entre le nord et le sud de l'Allemagne, le maintien

---

<sup>9</sup> Rapport de l'EPSO sur l'adéquation de la capacité de production pour la période 2008-2015 (*Generation adequacy, an assessment of the interconnected European power systems 2008-2015*), mai 2006

<sup>10</sup> JO L 175 du 15.7.2003, p. 37.

<sup>11</sup> JO L 33 du 4.2.2006, p. 22.

d'une zone de prix unique signifie que le signal de localisation pour les installations traditionnelles n'existe pas. Le sud de la Suède et le sud de l'Autriche souffrent aussi d'un manque de signaux de localisation pour la production, à cause du maintien d'une zone de prix unique. La France possède un tarif unique pour l'électricité et un tarif zonal pour le gaz : cela crée des congestions dans le réseau de transport d'électricité alors qu'il serait plus économique de transporter l'énergie primaire que l'électricité. Les méthodes d'attribution fondées sur les flux devraient fournir davantage d'informations sur l'emplacement des goulets d'étranglement dans le réseau d'alimentation .

## **10. CONCLUSIONS**

Au cours de la période d'ouverture des marchés de l'électricité en Europe, les flux transfrontaliers se sont accrus de manière régulière, mais modestement. Cette hausse s'explique principalement par la possibilité de faire des échanges commerciaux entre des zones tarifaires comportant des écarts de prix. Les méthodes de calcul et d'attribution des capacités se sont développées, et s'amélioreront éventuellement encore dans le futur à la suite des orientations modifiées relatives à la gestion de la congestion, adoptées en novembre 2006. Ces orientations exigeront des méthodes basées sur une optimisation régionale plus large de l'utilisation du réseau, au lieu de se concentrer sur des échanges bilatéraux entre deux pays limitrophes. Cela fournira aussi une gestion plus sûre des flux physiques.

Néanmoins, certains signes montrent que le fonctionnement du réseau de transport se rapproche parfois de ses limites physiques. Les coupures d'électricité de 2003 en Italie et de 2006 dans l'UCTE ont montré combien peut être coûteux un incident dans le réseau de transport à l'échelle européenne. Il est donc important que l'accroissement des échanges s'accompagne d'une coordination accrue de la gestion des réseaux et de la construction de nouvelles infrastructures, notamment l'amélioration des lignes existantes, la construction de lignes nouvelles et l'investissement dans d'autres composantes de réseau, le cas échéant. En raison du caractère local de l'électricité, ce potentiel d'accroissement n'est pas illimité mais les possibilités d'optimiser l'utilisation des ressources de transport existantes sont extrêmement vastes. Cela étant, l'accroissement des flux n'est pas un objectif en soi. C'est plutôt la possibilité d'accommoder les flux qui est une condition nécessaire pour les échanges transfrontaliers et un élément fondamental pour le bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité.

Le marché européen repose de plus en plus sur une notion régionale. Celle-ci a commencé par se développer naturellement, d'après les réalités physiques du réseau. L'approche régionale a ensuite reçu un statut officiel avec l'établissement des régions dans les orientations modifiées relatives à la gestion de la congestion et avec le développement par l'ERGEG des initiatives régionales dans le domaine de l'électricité. L'approche régionale devrait toutefois être considérée comme outil pragmatique pour réaliser un marché européen global. A priori, aucune raison majeure ne devrait entraîner de grandes variations de la mise en œuvre du marché de l'électricité entre les régions.

Les orientations modifiées relatives à la gestion de la congestion sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> décembre 2006. Les orientations ITC et les orientations en matière d'harmonisation des tarifs sont en cours de préparation et devraient être adoptées par la Commission dans le courant de 2007. Ces orientations permettront d'appliquer les règles prévues par le règlement (CE) n° 1228/2003, à l'exception des règles en matière de sécurité et de fiabilité. Entre-temps, il est devenu évident qu'il faut régler un certain nombre de questions pour lesquelles le

règlement ne prévoit pas d'orientations détaillées. La liste provisoire suivante cite les questions en suspens relatives aux échanges transfrontaliers, dont quelques-unes seulement sont totalement couvertes par le règlement. La plupart d'entre elles sont toutefois déjà abordées dans différentes initiatives de l'ERGEG:

- (1) Règles de sécurité et de fiabilité : règles entre GRT afin de garantir la sécurité d'exploitation du réseau. L'article 8 du règlement (CE) n° 1228/2003 contient déjà un mandat pour l'adoption d'orientations par la Commission.
- (2) Règles de connexion : régissant la relation entre les GRT et les clients (producteurs, exploitants de réseaux de distribution et gros consommateurs finals).
- (3) Règles pour les échanges d'électricité : harmonisation des dispositions commerciales, calendriers et produits, y compris les échanges intrajournaliers.
- (4) Règles de transparence : modalités détaillées de l'échange et la publication de données entre les intervenants sur le marché. Les règles de transparence sont déjà examinées dans les orientations modifiées relatives à la gestion de la congestion.
- (5) Règles en matière d'équilibrage et de puissance de réserve : visant une meilleure intégration des marchés d'équilibrage et de puissance de réserve. L'équilibrage transfrontalier est déjà examiné dans les orientations modifiées relatives à la gestion de la congestion.
- (6) Règles en matière d'échange des données et de règlement : visant l'intégration du marché de détail grâce à des règles suffisamment harmonisées en matière d'échange des données et de règlement.
- (7) Règles en matière d'incitation à l'investissement, notamment les signaux de localisation : fournissant un cadre européen en faveur de signaux d'investissement efficaces à la fois pour les investissements dans la production et dans les réseaux.

Le degré de nécessité et le niveau de détail de ces règles doivent encore être examinés, et des études supplémentaires sont nécessaires afin de fournir les données nécessaires. Il est néanmoins devenu évident que la poursuite de l'intégration du marché intérieur exige un ensemble cohérent de règles, tel qu'élaboré dans la communication de la Commission sur les perspectives du marché intérieur du gaz et de l'électricité<sup>12</sup>. Bon nombre de ces règles existent déjà, mais au niveau du pays ou de l'entreprise, avec un contrôle différent de la part des régulateurs nationaux. L'incompatibilité de ces règles est susceptible de constituer l'un des obstacles les plus grands à l'intégration du marché. La communication sur les perspectives du marché intérieur du gaz et de l'électricité esquisse le rôle que devraient avoir les régulateurs dans l'élaboration, la surveillance et le contrôle de l'application de ces règles, et décrit comment les GRT devraient être impliqués dans ce processus.

---

<sup>12</sup> Communication de la Commission au Conseil et au Parlement européen - Perspectives du marché intérieur du gaz et de l'électricité, COM(2006)841



## Annexe 2: Niveau des tarifs de transport en Europe

(Source: rapport de l'ETSO intitulé «*ETSO Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2005*»)

