

La dimension européenne du système électrique

Tanguy Janssen, Yann Rebours

L'Europe bénéficie d'un système électrique interconnecté dont l'organisation est découpée en zones politiques, techniques et marchandes. Cet article décrit les principaux moyens de coordination des échanges entre zones et dresse un tableau de la situation en 2012. Pour notamment accompagner l'accroissement des énergies renouvelables intermittentes, l'Union européenne s'est engagée dans un processus volontariste afin d'accroître l'intégration entre les zones selon deux axes : les infrastructures et la coordination. Les bénéfices attendus sont principalement d'ordre économique : meilleure utilisation des moyens physiques installés, mutualisation des aléas et donc des risques, ou encore réduction des coûts fixes avec la même qualité de fourniture. Cette étude décrit les possibilités d'amélioration, puis, à partir d'un modèle simple, dégage des recommandations fondamentales sur la conduite du processus d'intégration européen. En particulier, un système sans congestion, dit « plaque de cuivre », n'est en général pas optimal.

L'électricité constitue un formidable vecteur de transport¹ de l'énergie. Au sein du système électrique, le réseau européen permet de mutualiser les consommations, les moyens de production, les actifs de stockage et les autres sources de flexibilité sur un espace de plusieurs milliers de kilomètres pour servir au mieux les besoins des citoyens européens. Ce réseau interconnecté transcende les dimensions nationales et locales du marché électrique. Ainsi, dans la région nordique, les bassins hydro-électriques principalement situés en Norvège et Suède apportent énergie, flexibilité et moyen de stockage aux pays voisins. En particulier, le Danemark, dont environ 25%

de la production d'énergie électrique était d'origine éolienne en 2011, échange beaucoup avec ces voisins (ENTSO-E 2012a), ce qui a certainement aidé à intégrer cette proportion d'énergie intermittente.

Cette dimension européenne du système électrique est conditionnée, d'un côté, par les capacités physiques des infrastructures du réseau de transport et, de l'autre, par le niveau de coordination entre différents acteurs dont les opérateurs et les régulateurs locaux ou nationaux. Heureusement, nombre de ces acteurs portent une attention accrue à l'intégration du système électrique sur toute sa dimension européenne. La Commission européenne affiche en particulier une politique volontariste pour construire de nouvelles infrastructures et tendre vers un marché unique de l'électricité (Commission européenne 2012a). L'objectif de cet article est d'offrir une perspective globale et des clés d'analyse du processus d'intégration en cours en Europe.

1. Nous employons ici le terme « transport », convention partagée dans le monde de l'énergie francophone. Il est intéressant de noter que nos amis anglo-saxons utilisent plus justement le terme « transmission », compte-tenu de la caractéristique de l'électricité. En effet, le réseau électrique permet de transmettre une onde électrique, et non pas de transporter de l'électricité.

Tout d'abord, nous dressons un tableau de la situation actuelle et proposons un cadre d'analyse des moyens de coordination. Dans un deuxième temps, nous identifions les bénéfices potentiels d'un renforcement de la dimension européenne, nous présentons des processus d'amélioration mis en œuvre et illustrons les interactions entre renforcement de la couche physique et meilleure coordination des échanges.

1. Analyse de la dimension européenne en 2012

Un réseau de transport d'électricité interconnecté peut être vu comme un système découpé en zones en fonction de contraintes techniques et administratives héritées de l'histoire. L'organisation du système électrique interconnecté est donc avant tout zonale, puis des mécanismes d'échanges et de coordination entre zones complètent le dispositif.

A) Un réseau de transport d'électricité interconnecté

De fait, le réseau de transport d'électricité européen est interconnecté puisque presque tous les pays du continent au sens large sont reliés les uns aux autres². Il serait même peu évident de deviner les frontières politiques à partir d'une carte des lignes de transport en Europe comme le montre la Figure 1.

Cette interpénétration des réseaux nationaux est l'héritage d'un siècle de développement facilité par une compatibilité précoce des choix technologiques. L'utilisation du courant alternatif triphasé opéré à une fréquence de 50 Hz est devenu par exemple un standard en Europe dès les années 1920 (Lagendijk 2008). Le principal problème technique levé, la première moitié du XX^e siècle voit ainsi apparaître les premiers réseaux à hautes tensions traversant les frontières pour, par exemple, permettre à

2. De par leur situation géographique, Chypre et l'Islande sont les deux exceptions européennes.

la Suisse d'exporter son hydro-électricité vers les bassins de consommation des pays voisins (Verbong, van der Vleuten et Scheepers 2002). La généralisation des interconnexions depuis la deuxième guerre mondiale s'est ensuite faite de manière plutôt continue afin de bénéficier des avantages apportés par les interconnexions (cf. partie 2.A). Jusque dans les années 1990, la coopération était centrée sur les blocs politiques tels que la région nordique. Puis, avec l'éclatement de l'URSS, les blocs de l'est et de l'ouest de l'Europe se sont réunis électriquement pour former un unique réseau synchrone (Lagendijk 2008). Enfin, plus récemment, des câbles à courant continu renforcent les liens vers les pays scandinaves, les îles britanniques ou encore la péninsule ibérique³.

Le réseau de transport européen est donc aujourd'hui interconnecté, mais avec des capacités d'échanges limitées. Par exemple, la Grande-Bretagne, dont la pointe de consommation est aux alentours de 62 GW, est limitée dans ses échanges avec le continent à 2 GW vers la France et à 1 GW vers les Pays-Bas.

B) Un découpage en zones

Un système électrique est soumis à de fortes contraintes. En particulier, l'équilibre entre production et consommation doit être maintenu en temps réel. De plus, les flux électriques circulant dans les lignes, qui dépendent largement de la topologie des injections et des soutirages, doivent être maintenus sous un seuil maximum admissible⁴. Le bon

fonctionnement du système est assuré zone par zone, par la combinaison de règles de

3. La mise en service de la ligne à courant continu entre Baixas (Pyrénées-Orientales) et Santa Llogaia (Espagne) est prévue pour début 2014, selon le site du projet <http://www.liaison-france-espagne.org/>.

4. Pour citer une limite physique, le courant circulant dans une ligne aérienne conduit à un échauffement par effet Joule et donc à une dilatation. Un courant supérieur à sa valeur admissible peut conduire à une dilatation excessive de la ligne aérienne, et donc à une diminution potentiellement dangereuse de la distance entre les conducteurs et le sol.

Le réseau de transport européen est donc aujourd'hui interconnecté, mais avec des capacités d'échanges limitées

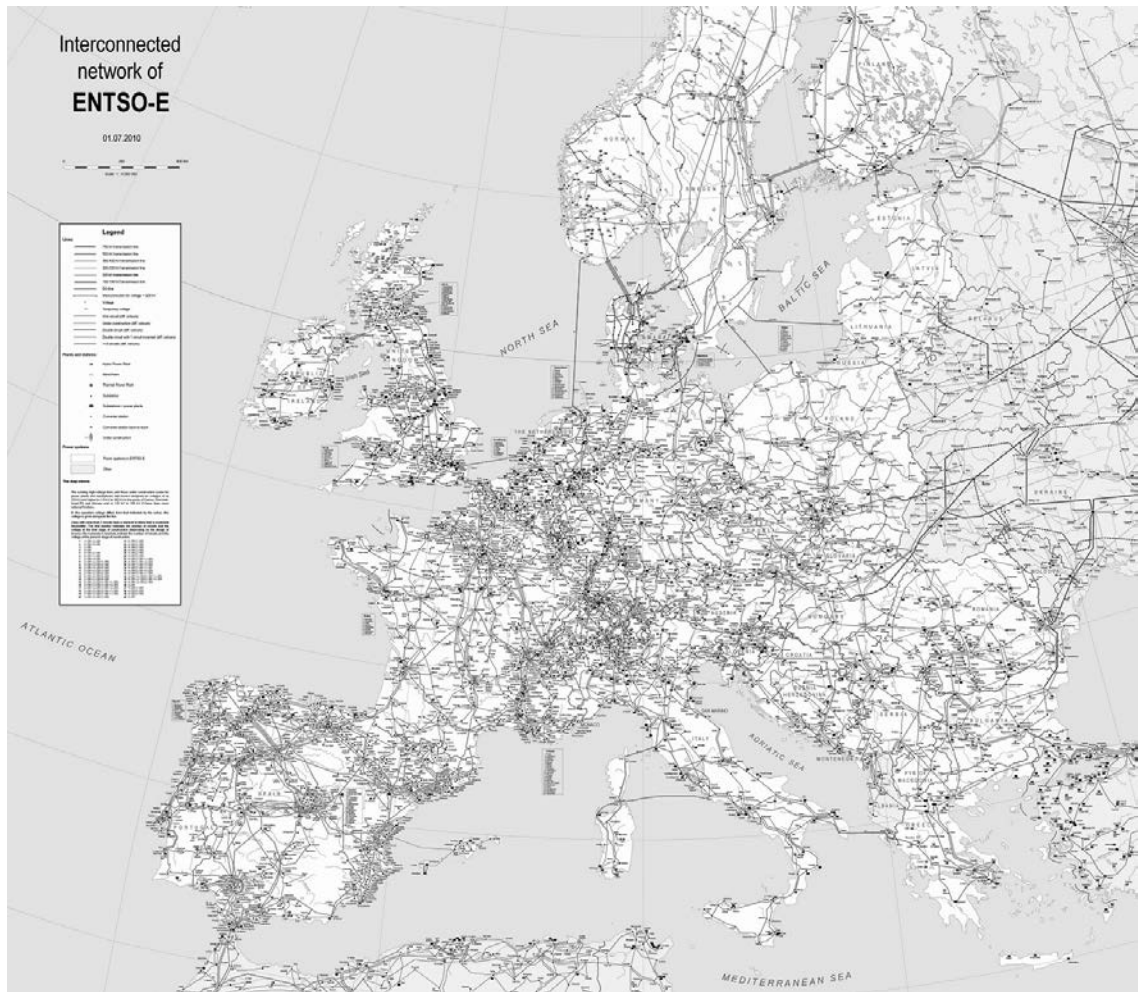


Figure 1 : Carte des réseaux de transport d'électricité en Europe en 2010. Seules les lignes opérées à une tension de 220 kV ou plus sont représentées. Les lignes de 110 à 150 kV qui traversent des frontières politiques apparaissent également.
(reproduit avec l'aimable autorisation de l'ENTSO-E)

fonctionnement et l'action d'opérateurs dédiés. Ces zones, très bien organisées en interne, sont plus ou moins coordonnées entre elles.

Typiquement, trois familles de frontières subdivisent en zones le système interconnecté : politiques, techniques et marchandes. Les frontières politiques démarquent les zones dont la régulation présente une certaine homogénéité, comme les frontières nationales ou celles entre états fédéraux. Les régulateurs et les législateurs interviennent à ce niveau. Les zones techniques ont attiré à la gestion du système électrique. Par exemple, les Gestionnaires de Réseaux de Transport (GRTs) tel que RTE en

France, ont pour mission d'assurer la coordination technique sur leur zone géographique. Le découpage technique des aires de contrôle des GRTs se superpose le plus souvent aux frontières nationales, à l'exception notable de l'Allemagne qui comprend quatre GRTs différents. Enfin, les frontières marchandes délimitent les entités homogènes permettant d'échanger entre acteurs les produits liés au marché de l'électricité. Les bourses d'électricité agissent typiquement à cette maille. Les zones de prix du marché journalier d'électricité peuvent par exemple être considérées comme des zones marchandes. En pratique, les pays

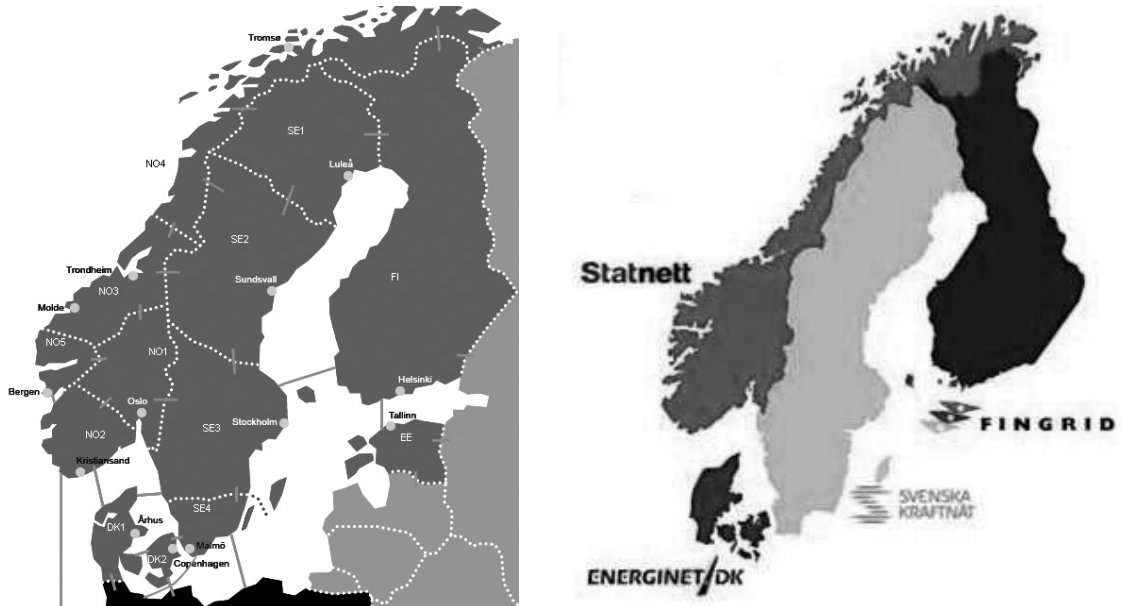


Figure 2 : À gauche, les zones de prix du marché journalier en 2011
 (source : site internet de NordPoolSpot <http://www.nordpoolspot.com/>).
À droite, les aires des Gestionnaires de Réseaux de Transport (GRTs)
 (source : site internet de Fingrid <http://www.fingrid.fi/en/Pages/default.aspx>).

scandinaves ont opté pour plusieurs zones de prix dans une zone de contrôle afin de révéler certaines contraintes réseaux (cf. Figure 2). La région scandinave illustre la diversité des options puisque les zones de prix en Norvège sont, dans une certaine mesure, modifiables à court terme par les opérateurs tandis que le découpage zonal est figé sur plusieurs années dans les autres pays scandinaves (NordPool Spot, 2012). Cette organisation des marchés libéralisés en Europe est dite « zonale ».

De fait, les trois découpages conduisent souvent à des frontières similaires, comme par exemple dans le cas de la France métropolitaine qui correspond à une zone de régulation homogène, une aire de contrôle et une seule zone de prix pour le marché journalier. Malgré des mécanismes de coordination entre zones de marché, GRTs et autorités locales, les frontières nationales sont difficiles à dépasser. En effet, proposer une fusion des zones qui franchirait

les frontières politiques requerrait en pratique une forte cohérence entre les régulations de chaque côté de la frontière et une forte solidarité dans la répartition des coûts. Par conséquent, la coordination des zones européennes semble actuellement plus adaptée que la fusion.

C) L'organisation des échanges entre zones de prix

Différents mécanismes d'échanges et de coordination existent entre les zones de prix, les aires de contrôle et les autorités locales. Les flux d'énergie entre pays résultants de cette coordination sont de l'ordre de 400 TWh par an en Europe (ENTSO-E 2012b).

Pour cartographier ces mécanismes, nous avons utilisé un cadre d'analyse modulaire (Janssen et Rebours 2012a) respectant l'esprit des travaux des régulateurs et GRTs (Lavoine *et al.* 2006). Le principe, tout à fait clas-

La coordination des zones européennes semble actuellement plus adaptée que la fusion

Tableau 1

Décomposition en modules de la fonction globale « coordonner les zones pour utiliser au mieux les infrastructures existantes »		
A	Déterminer des espaces de possibilités pour échanger entre zones, en tenant compte des différentes contraintes du système coordonné	
	1. Maintenir un ensemble de bases de données et d'informations communes nécessaires aux autres modules.	2. Déterminer les espaces de possibilités pour les échanges entre zones (possibilité d'un sous-module par horizon temporel).
B	Allouer ces espaces de possibilités en arbitrant entre les différents usages possibles	
	1. Arbitrer entre les types de produits et les horizons temporels de marchés pour l'allocation des espaces de possibilités des échanges.	2. Allouer les différents produits aux différents horizons temporels (un sous-module par produit et par horizon temporel).
C	Coordonner les moyens de gestion des congestions complémentaires au processus d'allocation	
	1. Analyser la sécurité sur plusieurs zones. Identifier les situations nécessitant une action préventive des GRTs pour maintenir le bon fonctionnement du système.	2. Agir de manière coordonnée pour gérer les congestions en complément des mécanismes d'allocation.
D	Répondre au besoin d'accords et de règles communes	
	1. Répartir les coûts et les revenus communs entre les opérateurs.	2. Assurer la compatibilité entre les mécanismes et les différentes régulations des zones.

sique, est de réduire la complexité de l'objet d'étude en décomposant sa fonction principale en tâches, ou modules, puis en décrivant les interactions entre ces modules (philosophie de l'analyse fonctionnelle descendante, SADT en anglais). Cette partie offre une synthèse de la définition des modules identifiés lors de notre analyse. Par souci de clarté, nous avons considéré que les frontières des zones techniques (aires de contrôle) et politiques (autorités locales) se superposaient.

La fonction globale « coordonner les zones pour utiliser au mieux les infrastructures existantes » est dans un premier temps décomposée en quatre sous-fonctions notées de A à D (cf. Tableau 1). Dans un deuxième temps, chacune de ces quatre sous-fonctions est à son tour décomposée en plusieurs modules. Dans un souci de concision et de cohérence, l'analyse est illustrée par les mécanismes actuellement en place dans la région dite Europe Centre-

Ouest dont l'acronyme anglais CWE⁵ est plus couramment utilisé.

La première fonction A détermine les espaces de possibilités pour échanger entre zones, en tenant compte des différentes contraintes du système coordonné. Dans la région CWE, les espaces de possibilités à l'horizon temporel du marché journalier sont définis en allouant une capacité d'échange, appelée en anglais *Net Transfer Capacity* (NTC), à chaque frontière entre zones, qui exprime la quantité de puissance pouvant transiter entre les deux zones durant une heure, indépendamment de tous les échanges commerciaux possibles sur les autres frontières. Ce choix d'une forme simple pour exprimer l'espace des possibilités cache la grande difficulté de son évaluation en pratique. Cette fonction peut être

5. Cette région inclut l'Allemagne, la Belgique, les Pays-Bas, le Luxembourg et la France.

décomposée en au moins deux modules. Un premier sous-module élabore un ensemble de bases de données communes (ENTSO-E 2009; Panciatici, Bareux et Wehenkel 2012), incluant au moins une modélisation du réseau et un «cas de référence» pour les calculs réalisés en différentiel⁶. Le deuxième sous-module utilise ces données d'entrée pour déterminer les NTCs en tenant compte de diverses règles de sécurité. Deux types d'incertitudes sont en particulier gérés. D'une part, les incertitudes liées au risque d'incident sur un élément du système, ce qui se traduit par des règles de type «N-1» permettant au système de continuer à fonctionner malgré la perte d'un élément important du système (ex. ligne, transformateur, groupe de production, etc.). D'autre part, les approximations et incertitudes sur tout le processus de cette fonction conduisent à prendre des marges additionnelles. Le calibrage de ces marges est essentiel pour libérer le maximum de capacités d'échange tout en garantissant la sécurité du système électrique.

La deuxième fonction, désignée par B, alloue ces espaces de possibilités en arbitrant entre les différents usages possibles (ex. long-terme, journalier, mécanisme d'ajustement, réglage de fréquence). Un premier sous-module définit donc sous quelle forme de produit et à quel horizon temporel l'espace doit être alloué. Par exemple, aux horizons de marché mensuels et annuels, des droits d'accès aux NTCs de la zone CWE sont alloués avec le produit «PTR UIoSI», brièvement décrit à la Figure 3, qui combine des droits financiers et physiques. Ce produit offre aux acteurs un marché primaire de produits de couverture aux différences de prix entre zones. Ce marché primaire peut être complété par un marché secondaire⁷ dont la responsabilité n'est pas portée par les GRTs (CRE 2010). De plus, il convient de définir la

part réservée à chacun des horizons de temps, afin d'équilibrer entre les avantages de révéler le maximum d'information à long terme et les inconvénients de tenir des engagements infaisables à court terme. Ainsi, au moment des allocations mensuelles et annuelles, une partie de la capacité est réservée au marché journalier (cf. Figure 3). À noter que, dès l'allocation long-terme, la détermination de l'espace des possibilités pour les marchés de l'énergie tient compte des flux imputables au réglage de la fréquence, comme par exemple l'activation des réserves entre des zones d'un réseau synchrone (ACER 2011a). Pour chaque horizon de temps, le deuxième sous-module alloue le produit défini par le premier sous-module. Une distinction importante pour les produits physiques est faite entre les méthodes dites explicites et implicites. Dans le premier cas, les acteurs sont appelés à expliciter directement la valeur qu'ils accordent au produit (ex. en €/MWh). Dans le deuxième cas, l'allocation implicite révèle la valeur du produit d'échange à partir d'autres produits marchands, typiquement l'énergie injectée ou soutirée dans une zone de prix. Dans la zone CWE, l'allocation des PTRs UIoSI aux horizons mensuel et annuel est faite par enchères explicites via la plate-forme CASC-CWE. À l'horizon journalier, les capacités sont en revanche allouées implicitement à travers le couplage des marchés spots (technique dite du *market coupling*).

La troisième fonction, désignée par C, coordonne les moyens de gestion des congestions complémentaires au processus d'allocation. Les actions à la main des GRTs sont par exemple la modification de la topologie du réseau ou, dans un deuxième temps, le redispatching de groupes de production sous contrainte réseau (Panciatici, Bareux et Wehenkel 2012). Un premier sous-module anticipe les situations critiques pouvant apparaître (*what if?*). Ce travail est réalisé par chaque GRT au minimum sur sa zone dans le cadre de ses responsabilités, et souvent en modélisant sommairement les zones voisines. En outre, des entités émanant des GRTs, comme par exemple Coreso, SSC ou TSC⁸, apportent

6. Les GRTs voisins se concertent afin de planifier au mieux les travaux sur le réseau électrique situé à proximité des frontières. La base de données commune fournie par le sous-module A1 retranscrit cette vision partagée des travaux.

7. Le marché secondaire permet d'échanger entre acteurs des actifs déjà existants. Dans notre exemple, le marché secondaire modifie uniquement la répartition des produits entre acteurs. La quantité de droits physiques mise en circulation est modifiée par le marché primaire.

8. Coreso est centré sur l'axe Royaume-Uni-France-Belgique-Italie, *Security Service Centre* (SSC) aide à coordonner les actions des GRTs allemands et néerlandais

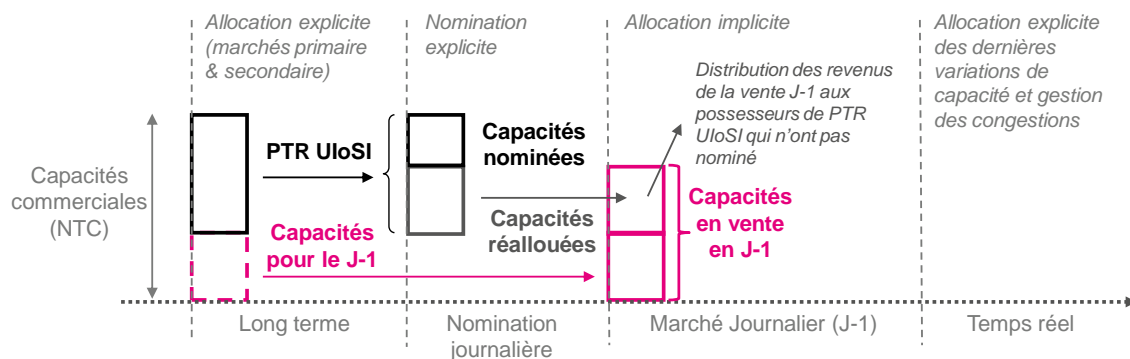


Figure 3 : Dans la zone CWE, le produit PTR UIoSI est mis aux enchères par les GRTs pour des périodes annuelles ou mensuelles.

Son nom est un acronyme de l'anglais *Physical Transmission Rights with Use It or Sell It conditions*.

Le volume maximum offert par les GRTs est toujours inférieur aux capacités commerciales disponibles en J-1 (par souci de simplicité, nous considérons ici que la capacité J-1 est parfaitement connue à long terme). Chaque jour, l'utilisation du produit préalablement acquis est déterminée par le possesseur du PTR lors d'une étape de nomination avant le marché journalier (J-1). Lors de cette étape, le possesseur du PTR choisit s'il le nomme. En cas de nomination, le produit devient un droit physique sur la capacité (*Use It*): l'utilisateur doit physiquement réaliser la transaction. Sinon, le produit devient automatiquement un droit financier sur l'utilisation future de la capacité (*Sell It*). Dans ce deuxième cas, le possesseur du PTR récupère les bénéfices de la vente des capacités non nommées dans le mécanisme d'enchère implicite du marché journalier.

une vision multizone complémentaire (Arrivé *et al.* 2012). Un deuxième sous-module coordonne les solutions apportées par les GRTs, en particulier si les congestions se situent dans une zone très maillée dont les flux sont très dépendants.

Compte-tenu de leur forte interdépendance, des arbitrages sont nécessaires pour répartir entre les différentes fonctions A, B et C la contribution à la sécurité du système, comme les marges choisies en A, les quantités mises en vente en B, ou les leviers activables en C.

Enfin, la quatrième et dernière fonction de ce cadre d'analyse, désignée par D, répond au besoin d'accords et de règles communes. En effet, l'acceptabilité des mécanismes requiert au moins deux types d'accords. Le premier sous-module répartit les coûts et les revenus entre opérateurs. Historiquement, l'accord entre GRTs européens appelé Inter-TSO Compensation (ITC) permet de répartir certains coûts induits par les échanges transfrontaliers entre les aires

de contrôle. En effet, une zone de prix peut par exemple être simplement de «transit»: des flux électriques entrent et sortent, mais pour une balance commerciale nulle. Cette zone porte donc une partie du coût de l'échange sans en tirer de bénéfices, et cela peut être corrigé par un fond de compensation. Dans le même esprit, les revenus issus des enchères aux interconnexions sont aujourd'hui partagés à parts égales entre les zones concernées. Concernant la coordination des actions liées à la sécurité du système, une piste serait de faire porter le coût de chaque action au GRT qui la demande (Arrivé *et al.* 2012). Dans chacun des exemples donnés, une évolution des mécanismes de répartition des coûts est dépendante de la capacité à trouver un accord entre les acteurs. De manière plus complexe, cette question se pose également pour les opérateurs de marchés couplés dont l'activité n'est pas régulée. Le deuxième sous-module de D vise un traitement équitable entre acteurs des différentes zones. Cela inclut un minimum de cohérence entre les régulations des zones couplées. Pour répondre à ce besoin, plusieurs

et la TSO Security Cooperation (TSC) regroupe 11 GRTs européens.

éléments du droit de l'Union Européenne assurent un socle de règles communes, comme par exemple le marché commun de certificats d'émissions de gaz à effet de serre. En effet, le coût des émissions impacte directement le coût variable d'opération des centrales thermiques et donc la place des moyens de production dans l'ordre d'appel. À ce sujet, la Grande-Bretagne, en introduisant un prix plancher de CO₂ dès 2013, enchérira le coût de production de ses centrales combinées gaz (CCG).

Cette analyse montre donc que les échanges entre zones sont une réalité importante, mais complexe, des systèmes électriques. Les mécanismes cités pour la zone CWE se retrouvent également en partie dans d'autres régions européennes comme les pays scandinaves ou la péninsule ibérique.

2. Processus de renforcement de la dimension européenne

De nombreux acteurs sont impliqués dans le processus actuel de renforcement de la dimension européenne du système électrique : politiques, régulateurs, gestionnaires de réseaux, producteurs ou consommateurs, pour n'en citer que quelques-uns. Certains sont moteurs dans les initiatives à l'échelon régional avec l'accord ou le soutien des autorités légitimes, tandis que tous sont invités à participer à des initiatives de concertation lancées sous l'impulsion de l'Union Européenne. Après avoir présenté les bénéfices attendus (cf. 2.A), nous proposons ici une revue du processus en cours et des perspectives d'évolution pour les dix prochaines années (cf. 2.B,C). Dans un troisième temps, les interactions entre les processus et leur objectif sont décrites à l'aide d'un modèle illustratif. Ce modèle permet de dégager plusieurs recommandations fondamentales sur la conduite du processus (cf. 2.D).

A) Bénéfices attendus du renforcement de la dimension européenne

Avant d'aborder les pistes d'amélioration de la dimension européenne, il nous paraît nécessaire de présenter succinctement les éléments

pouvant justifier cette démarche. Trois types de bénéfices sont identifiables et font l'objet d'études d'impact quantitatives dédiées avant que les autorités légitimes ne décident de mettre en place un nouveau mécanisme, une nouvelle règle, ou d'investir dans une nouvelle infrastructure :

- Les bénéfices économiques quantifiables, comme l'augmentation du surplus social générée par les échanges ou la réduction de certains coûts du système, à niveau de sécurité de fourniture constant ;
- Les bénéfices additionnels attendus par une plus forte pression concurrentielle ;
- Les bénéfices en termes de maîtrise des risques pesant sur la continuité de fourniture au niveau du transport, et en particulier sur la stabilité en fréquence.

La première catégorie de bénéfices est généralement évaluée en modélisant le système à l'aide d'une optimisation sous contraintes (ex. la sécurité du système, la production, la demande, le réseau, l'environnement, la politique énergétique, etc.). La définition du problème mathématique dépend des choix de la société. Par exemple, l'objectif peut être de maximiser une expression de bénéfices nets (surplus social), de minimiser des coûts (fixes et variables) ou de maximiser une autre fonction objectif (ex. l'intégration maximale d'énergies renouvelables dans le système). Les contraintes traduisent mathématiquement les limites physiques du système et les régulations (en particulier environnementales), ce qui confine le résultat de l'optimisation dans un espace des possibilités. Mieux interconnecter ou mieux intégrer deux zones élargit l'espace des possibilités et donc permet potentiellement d'atteindre un meilleur optimum. Par exemple, le mécanisme CWE d'allocation implicite des capacités permet une optimisation globale des marchés spots de toutes les zones couplées, conduisant à un bénéfice estimé à environ 40 M€/an (CWE MC Project 2008). De plus, en supposant les marchés européens couplés, une augmentation des NTCs génèrerait un surplus social net additionnel, par exemple évalué dans l'étude (Rebours *et al.* 2010) à 600 M€/an pour 7 GW de renforcements à l'horizon 2025, avec des

hypothèses en ligne avec le paquet énergie-climat européen.

Un deuxième cadre d'analyse complémentaire consiste à évaluer les effets de l'évolution de la concurrence entre acteurs des marchés de gros. En effet, faciliter les échanges entre les zones de prix est réputé augmenter la pression concurrentielle. Les bénéfices attendus tels qu'exprimés par la Commission Européenne (Commission européenne 2007) sont tout d'abord d'offrir des prix plus bas pour les consommateurs. Le cas des industries européennes électro-intensives est souvent mis en avant car les prix de l'énergie sont un facteur de leur compétitivité mondiale. Une plus grande pression concurrentielle peut aussi stimuler l'innovation, bien que, en moyenne, cet effet n'ait pas été observé dans l'évolution des budgets de recherche et développement des producteurs d'électricité en Europe depuis la libéralisation (Kim, Kim et Flacher 2012).

Dans ce deuxième cadre d'analyse, les bénéfices potentiels peuvent être mesurés à l'aune d'indicateurs relatifs à certains aspects de la concurrence. Par exemple, le Herfindahl-Hirschmann Index (HHI) est très populaire pour mesurer la pression concurrentielle en fonction de la taille des acteurs. Cependant, définir le marché pertinent associé à cet indicateur peut être délicat. En particulier, dans le cas d'un marché interconnecté, le HHI doit être adapté pour tenir compte des couplages et des congestions avec les zones voisines afin d'évaluer la pression concurrentielle ajoutée par les échanges (Perrot-Voisard et Zachmann 2009). De plus, la pertinence des méthodes d'évaluation de ce type d'indicateur reste en débat et dépend, entre autres, des ressources investies dans l'étude en termes de données accessibles et de ressources humaines (Newbery *et al.* 2004).

Le troisième ensemble de bénéfices concerne la contribution potentielle des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement des zones de contrôle. Par exemple, avec une approche probabiliste modélisant un grand nombre

d'aléas, il est possible d'évaluer l'apport des interconnexions à la résilience d'un système donné. En termes d'adéquation en ressources de production, l'équilibre d'une zone doit tenir compte de l'apport potentiel des interconnexions (Cepeda *et al.* 2009). En complément de cette sécurité long-terme (adéquation), les interconnexions aident à améliorer certains aspects de la sécurité court-terme dont la puissance de court-circuit ou la stabilité de la fréquence du réseau⁹ (Laffaye *et al.* 2003).

En plus des études quantitatives, au moins trois arguments qualitatifs montrent l'intérêt du processus d'intégration européenne. Premièrement, les mécanismes de coordination de la région CWE se concentrent sur les frontières internes à cette région (Janssen et Trotignon 2012). La situation est similaire dans d'autres régions européennes. Les acteurs ayant trouvé un intérêt à se coordonner sur une région, il apparaît logique d'améliorer également la coordination entre régions. Deuxièmement, ces améliorations sont possibles et réalistes, comme décrits dans cette partie. Enfin, l'objectif européen d'intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique va accélérer l'apparition de nouvelles contraintes pour le système électrique et donc l'intérêt d'un système européen renforcé (Vandezande *et al.* 2010).

Pour capter ces bénéfices quantitatifs et qualitatifs, le renforcement physique (cf. 2.B) et une meilleure organisation (cf. 2.C) sont les deux moyens à mettre en œuvre, mais de manière complémentaire (cf. 2.D).

B) Renforcement de la couche physique

Les investissements en infrastructures pour renforcer la dimension européenne du système électrique peuvent porter par exemple sur de nouvelles lignes électriques, la mise en place de nouveaux conducteurs sur une ligne existante,

9. Les lignes à courant continu peuvent participer à la stabilité de la fréquence sous certaines conditions (Sterpu et Tuan 2009).

Les mécanismes de coordination de la région CWE se concentrent sur les frontières internes à cette région

l'installation d'instrumentation de mesure¹⁰ ou encore le contrôle accru des flux à l'aide par exemple de transformateurs déphaseurs. Pour appréhender la complexité du problème, il est important de garder en mémoire que ces investissements ne concernent pas uniquement les lignes transfrontalières. En effet, un point faible interne à une zone peut limiter des échanges dans le reste du système interconnecté. Toute interconnexion est donc dépendante des réseaux internes.

Tandis que l'instrumentation se fait à coûts modérés, le renforcement ou l'installation de nouveaux corridors électriques entre deux points du réseau représentent les infrastructures les plus lourdes à mettre en place à moyen terme. Ces investissements sont très sensibles, d'une part, à cause de l'acceptabilité locale, et d'autre part, du fait de leur coût direct élevé, difficultés illustrées en particulier par l'interconnexion France-Espagne ou le renforcement de la région PACA (RTE 2012). Ils doivent donc être soigneusement justifiés par une analyse coûts-bénéfices incluant les coûts variables, mais aussi les fixes liés au développement des capacités de production, lesquelles dépendent de l'état du réseau auquel elles sont raccordées. Dans une perspective à plus long terme, certains évoquent la possibilité d'ajouter une nouvelle couche européenne de réseau à très haute tension, potentiellement opérée en courant continu. C'est dans cet esprit que des réflexions sont lancées au sein de l'association

10. La mise en place d'instruments de mesure et de contrôle supplémentaires s'inscrit dans le développement des «réseaux intelligents» (*smart grids*). En pratique, le réseau de transport comprend déjà de nombreux processus, automatisés ou semi-automatisés, de traitement de l'information liée à des capteurs et des actionneurs. L'enjeu des *smart grids* est d'exploiter les améliorations rapides des technologies de l'information et de la communication, et d'installer de nouvelles instrumentations quand cela est justifié par les usages, comme par exemple le contrôle en temps réel de la flèche de certaines lignes aériennes critiques.

européenne des GRTs, l'ENTSO-E¹¹, sur un système «d'autoroutes» européennes de l'électricité à l'horizon 2050 (ENTSO-E 2011).

L'objectif européen d'intégration des énergies renouvelables dans le mix énergétique va accélérer l'apparition de nouvelles contraintes pour le système électrique et donc l'intérêt européen renforcé

Dans le cas général, ces investissements sont faits par les GRTs dans un cadre régulé par les autorités nationales légitimes. En complément, pour promouvoir l'intérêt européen et une meilleure coordination, l'Union Européenne propose plusieurs dispositions législatives d'incitation ou d'aide à la sélection et à la réalisation de ces nouvelles lignes. Par exemple, l'ENTSO-E publie un plan de développement du réseau européen à dix ans aussi connu sous l'acronyme anglais TYNDP (ENTSO-E 2012c). Ce document n'a pas de valeur juridique et ne représente aucunement un accord contraignant. Néanmoins, il offre une base de réflexion et de trans-

parence sur les besoins d'investissements en réseau à l'échelle de l'Europe. Par ailleurs, l'Union Européenne a soutenu financièrement le projet de recherche européen REALISEGRID¹² visant à développer des outils pour guider le développement des infrastructures du réseau de transport. La combinaison de ces dispositions prépare le terrain pour la construction de consensus sur des projets prioritaires en Europe. Concernant le soutien des projets identifiés d'intérêt européen, la Commission européenne peut nommer un coordinateur européen¹³ dont une des missions est de promouvoir l'acceptabilité du projet. Par exemple, la coordination de Mario Monti sur l'interconnexion France-Espagne a été jugée décisive¹⁴.

11. 41 GRTs sont membres de l'ENTSO-E et y représentent 34 pays différents.

12. Pour plus d'informations, les objectifs et livrables publics du projet sont disponibles sur le site <http://realisegrid.rse-web.it/>.

13. Dans les conditions prévues par l'article 10 de la décision EC 1364/2006.

14. Lors de la réunion de projet du 30 avril 2008 à Perpignan, Jean-Louis Borloo, ministre français de l'Énergie, avait alors «[souhaité] remercier Mario Monti pour son apport décisif».

Sur des lignes reliant l'Allemagne, la Pologne et la Lituanie, un autre coordinateur européen, Władysław Mielczarski, a été nommé (Mielczarski 2010). En outre, un paquet législatif européen pour le développement des infrastructures énergétiques est en cours de préparation (Commission européenne 2011). Il prévoit une nouvelle méthode de sélection des projets d'intérêt européen et de leur soutien par l'UE y compris sur le plan financier.

Il est également prévu dans le cadre législatif européen que les nouveaux corridors internationaux puissent, sous certaines conditions, être partiellement exemptés de différentes contraintes réglementaires¹⁵. Cette mesure vise à favoriser l'investissement dans des cas où un financement partiellement dérégulé peut palier à un manque dans un cadre régulé sans exemptions. Les lignes installées sous ce régime sont appelées lignes marchandes au sens où l'exemption peut porter sur l'utilisation des revenus de congestions, l'accès des tiers au réseau, la séparation entre production et transport ou la validation des tarifs d'utilisation par les régulateurs nationaux. En pratique, cette disposition n'a été appliquée que pour quatre projets dans l'électricité entre 2005 et 2011¹⁶ (Commission européenne 2012b), dont certains concernent des coentreprises impliquant un ou plusieurs GRTs. Par conséquent, peu d'investissements dans le réseau électrique européen se passent des GRTs.

C) Amélioration de l'organisation

Pour chacun des modules organisant les échanges entre zones, décrits dans la partie I.C (déterminer l'espace des possibilités; allouer cet espace à chaque horizon temporel; gérer les congestions après allocation; définir des règles et des accords commun), de nombreuses options d'améliorations sont envisageables afin de capter les bénéfices mentionnés en 2.A. Même si certaines options conditionnent le choix d'autres, il reste une grande variété de combinaisons possibles. Par soucis de cohérence avec la première partie, la majorité

15. Les conditions de ces exemptions sont définies dans l'article 17 de la régulation européenne n° 714/2009.

16. EstLink (FI/EST), Britned (UK/NL), East-West Cable (UK-IE) et Arnoldstein/Tarvisio (AT/IT).

des illustrations suivantes portent sur des options appliquées ou discutées sur la zone CWE.

Dans le processus de détermination des capacités, l'application d'une méthode *flow-based*¹⁷ liée à l'horizon temporel journalier est actuellement en cours, afin de mieux représenter les contraintes réelles du système par rapport à la solution basée sur les NTC (Aguado *et al.* 2012). À noter également que le découpage des zones de prix est une variable de la régulation du système qui peut aider à une meilleure coordination aux frontières entre GRTs (Frontier Economics et Consentec 2011). Par exemple, l'aire de contrôle correspondant à la Suède a été découpée en quatre zones de prix en 2011 afin d'améliorer la gestion des échanges transfrontaliers (De Hauteclocque et Hancher 2011).

Pour améliorer l'allocation des capacités, certains posent la question d'introduire dans la région CWE des droits financiers sur les capacités long terme (FTR), en remplacement ou complémentarité du produit PTR UIoSI (Duthaler et Finger 2009; CRE 2010; Booz&co, Newbery et Strbac 2011). Sur le marché journalier, la réussite des deux couplages implicites J-1 sur les régions CWE et scandinave appelle à un couplage entre ces deux régions. L'allocation implicite actuellement en place (*volume coupling*) donne des résultats satisfaisants. Cependant, un passage à un couplage plus robuste (*price coupling*) est à l'étude pour former à terme le couplage North West Europe (ACER 2012). Au niveau du marché infra-journalier, des discussions sont en cours sur la mise en place d'un couplage implicite intégré à un marché continu (ACER et AESAG 2012).

La connaissance de l'état du système en temps réel et la gestion des congestions à l'échelle de plusieurs zones pourraient être améliorés (Arrivé *et al.* 2012). Par exemple, la connaissance des capacités d'échanges disponibles peut permettre d'économiser

17. Dans une allocation *flow-based*, les échanges entre zones ne sont plus indépendants les uns des autres. L'introduction de coefficients d'*influencement* permet de mieux tenir compte de la relation entre les échanges commerciaux et les flux physiques d'énergie électrique correspondants.

l'activation de certaines réserves lorsque les écarts de zones voisines se compensent. C'est le principe d'un mécanisme mis en place par les GRTs allemands avec certains de leurs voisins sous le nom International Grid Control Coordination (Tennet 2012).

Afin de coordonner les choix de ces options d'amélioration et de définir les éléments de régulation nécessaires, plusieurs initiatives des institutions de l'Union Européenne accompagnent la concrétisation de nouveaux consensus et accords. Premièrement, dans le but de coordonner l'action des régulateurs, la Commission Européenne a approuvé et accompagné depuis 2006 l'existence d'un échelon régional de coordination sous le nom des «European Regional Initiatives» (EREGG 2007; Everis et Mercados EMI 2010). Plus important, depuis 2011, l'Union Européenne s'est dotée d'une agence pour la coopération des régulateurs de l'énergie, connue sous l'acronyme ACER. Ses missions sont détaillées dans un programme de travail (ACER 2011b) en conformité avec la réglementation EC 713/2009 qui définit ses statuts. D'un côté, cette agence vient compléter le conseil des régulateurs européens de l'énergie, le CEER, pour offrir une plate-forme d'échange entre les régulateurs nationaux à l'échelon européen. De l'autre, elle prend un rôle moteur dans la mise en place d'un marché

commun de l'électricité respectant les objectifs politiques de l'UE.

Deuxièmement, dans le paquet législatif sur l'énergie voté en 2009¹⁸, l'UE a lancé un processus visant à faire émerger des règles communes sur des pratiques qui incluent les fonctions analysées dans la partie I.C. En pratique, ce processus prévoit des orientations-cadres¹⁹ suivies par la rédaction de codes réseaux européens qui pourront devenir des règles contraignantes s'ils sont validés lors d'un processus de comitologie. *In fine*, l'ensemble des propositions tend à définir plus ou moins précisément un modèle cible de fonctionnement du marché européen à moyen terme. Comme indiqué sur la Figure 4, l'ACER est chargée de rédiger les orientations-cadres tandis que l'ENTSO-E, association des GRTs européens, est mandatée pour rédiger une proposition pour chacun des différents codes

18. La réglementation 713/2009, la réglementation 714/2009 et la directive 2009/72/EC font partie de ce que l'on appelle le « troisième paquet » législatif européen sur l'énergie.

19. Pour plus de détails, les orientations-cadres sont déjà disponibles sur les thèmes « *capacity allocation et congestion management* », « *grid connection* », « *system operation* » et « *balancing* ». Les documents sont accessibles sur le site de l'ACER :

http://www.acer.europa.eu/Electricity/FG_and_network_codes/Pages/default.aspx. Visité en août 2012.

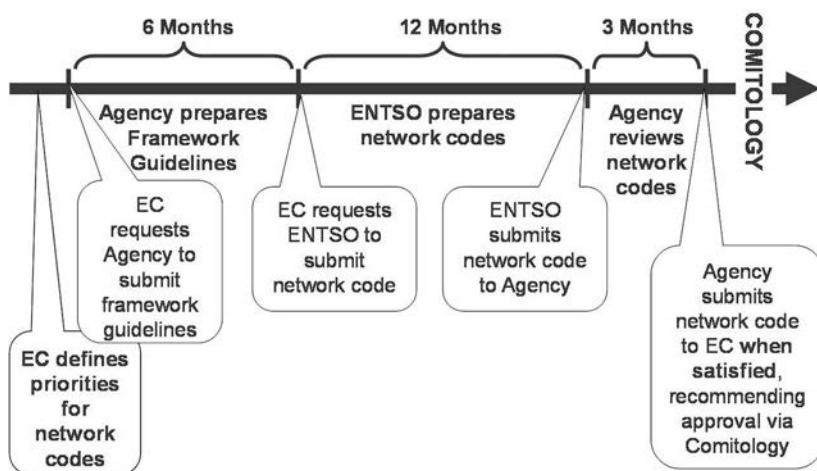


Figure 4 : Le processus de rédaction des orientations-cadres et codes réseaux européens, où « Agency » désigne l'ACER

(source : site internet de l'ACER <http://www.acer.europa.eu/Pages/ACER.aspx>).

réseaux associés²⁰. L'ensemble des acteurs est appelé à participer au processus en répondant à des consultations publiques, tandis que des associations européennes d'acteurs comme les producteurs (Eurelectric) ou les opérateurs de bourses liées à l'électricité (EuroPEX) sont impliquées dans des réunions périodiques organisées par l'ACER sous le sigle AESAG²¹. Cette initiative ambitieuse s'inscrit dans la continuité d'étapes plus informelles telles que le *Project Coordination Group* qui s'est réuni en 2008-2009 (Project Coordination Group 2009) et les réunions régulières du «Forum de Florence». Il est difficile de prévoir le résultat de ce processus, mais cet ensemble cohérent d'initiatives lancées par les institutions de l'Union Européenne a pour conséquence, au minimum, d'inciter les acteurs à se positionner.

D) Complémentarité entre les deux moyens d'action

Deux dimensions permettent donc de renforcer l'intégration européenne du système électrique: la couche physique et la couche organisationnelle. L'objectif de cette section est d'entrevoir quel type d'arbitrage peut exister entre les deux ensembles en tenant compte des bénéfices potentiels. Pour cela, un modèle illustratif est construit de manière à ne garder que quelques interactions fondamentales (Janssen et Rebours 2012b).

Le modèle considère deux nœuds reliés par une interconnexion dont le flux possible maximal si la gestion du système était idéale est P (couche physique). Cette valeur est complétée d'une variable O (couche organisationnelle) qui modélise la qualité de la gestion du système tel que $U = P * O$ (capacité utile) soit la capacité effectivement rendue accessible à une valorisation par les acteurs de marché et opérateurs. O est donc le ratio entre la capacité

rendue accessible pour une certaine gestion du système et la capacité maximale dans le cas d'une gestion idéale. Autrement dit, la variable O indique l'efficacité de la gestion entre les deux nœuds.

Nous considérons ici un coût convexe pour chacune des deux variables P (couche physique) et O (couche organisationnelle). Pour les investissements en infrastructures, la convexité est liée en particulier au besoin croissant de renforcement des réseaux internes pour accompagner l'augmentation des capacités d'échange transfrontalières. Quant aux mécanismes de coordination, la convexité modélise le principe selon lequel les solutions les moins coûteuses sont appliquées en priorité. Dans ce modèle, il est également possible d'ajouter un coût fixe aux deux fonctions pour prendre en compte d'autres facteurs sans que cela ne complexifie la résolution du problème.

Sur l'ensemble des deux nœuds, le surplus social brut généré par la capacité utile U est modélisé comme une fonction concave, car les usages les plus générateurs de valeur sont satisfaits en priorité. De plus, à partir d'un certain niveau de capacité valorisée, il n'y a tout simplement plus d'usage, c'est-à-dire que

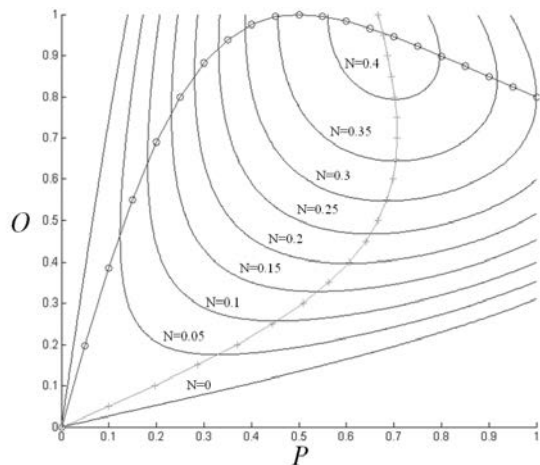


Figure 5. Graphique du surplus social net N en fonction d'un niveau d'interconnexion physique P entre deux zones d'un système électrique et d'un niveau d'intégration organisationnelle O . Il s'agit d'un modèle illustratif et les valeurs sont normées telles que décrit dans le corps du texte.

À partir de (Janssen et Rebours 2012b).

20. L'ENTSO-E propose une page dédiée sur son site internet pour décrire comment les GRTs perçoivent leur mission : <https://www.entsoe.eu/resources/network-codes/>. Visité en août 2012.

21. Pour plus d'informations sur les participants, la fréquence et les comptes-rendus des réunions, consulter la page dédiée sur le site de l'ACER : http://acernet.acer.europa.eu/portal/page/portal/ACER_HOME/Stakeholder_involvement/AESAG. Visité en août 2012.

le bénéfice marginal d'un surcroît de capacité utilisable devient nul. Ce niveau de saturation des usages est une capacité utile notée U_{ref} générant un surplus social brut B_{ref} en unité monétaire. L'utilisation du modèle étant qualitative, tous les paramètres et variables sont normés à partir de ces deux valeurs de références. La variable de capacité P est normée par U_{ref} . Les paramètres des fonctions de coûts et de surplus sont quant à eux normés par rapport à B_{ref} .

Le graphique Figure 5 représente les courbes de niveau du surplus social net N en fonction des variables P et O dans le cas de fonctions de coûts $C(O)$ et $C(P)$, et de surplus social brut $B(U)$ telles que définies ci-dessous :

$$C(x) = k_0 + k_1 * x^2 \text{ avec } k_0 = 0$$

$$\text{et } k_1 = \begin{cases} 0,25 & \text{pour } O \\ 0,5 & \text{pour } P \end{cases}$$

$$B(x) = \begin{cases} 2x - x^2 & \text{si } x \leq 1 \\ 1 & \text{si } x > 1 \end{cases}$$

Les lignes de niveaux définissent les couples (P, O) correspondant à un surplus social net $N(P, O)$ donné. Les coûts fixes seraient inclus facilement en modifiant les valeurs des lignes de niveaux d'une constante correspondante à ces coûts. De plus, les lieux des optima partiels pour chacune des variables sont également fournis : la ligne marquée de croix représente les valeurs de P qui maximisent N pour différents O donnés, tandis que la ligne marquée de ronds représente les valeurs optimales de O à différents P fixés.

Dans l'exploitation des résultats, il est important de garder en mémoire que les deux fonctions de coûts n'ont pas les mêmes ordres de grandeurs, puisque les coûts d'investissements dans le réseau de transport sont beaucoup plus importants que ceux associés aux modifications organisationnelles ou de gestion. Le facteur deux a été choisi ici uniquement par souci de lisibilité. De ce modèle qualitatif, au moins trois enseignements se dégagent sur le processus d'intégration :

- Les congestions sont inhérentes à un système à l'optimum. Autrement dit, le coût social des congestions peut être inférieur au coût d'augmenter les capacités d'échanges. Sauf si les choix antérieurs

ont conduit à un réseau surdimensionné dû à un changement des conditions de marchés non anticipé, l'optimum économique n'est donc pas une « plaque de cuivre », c'est-à-dire sans contraintes sur les capacités d'échanges. De la même manière, l'utilisation d'indicateurs d'intégration basés sur la réduction des occurrences de congestions ou la convergence des prix peuvent être trompeurs.

- La planification à long terme des investissements en infrastructures doit prendre en compte les perspectives d'amélioration de l'organisation des échanges. En particulier, la prise en compte des progrès futurs de la couche organisationnelle peut permettre d'orienter les investissements réseaux vers les projets les plus pertinents.
- Même si les coûts d'une meilleure coordination sont faibles, l'investissement dans la couche organisationnelle n'est pas forcément profitable dans le cas de nœuds faiblement interconnectés ou si les conditions de marchés font que les échanges génèrent peu de surplus social brut.

Pour conclure, il peut être tentant de développer un modèle réaliste combinant un modèle de réseau et un modèle de marché afin d'évaluer la situation actuelle par rapport à l'optimum du modèle. Cependant, compte tenu de la complexité du système et de la limite des modèles de marchés actuels, cette approche est probablement prématurée. De plus, les incertitudes pesant sur les paramètres à long terme d'un tel modèle conduisent bien souvent à focaliser les efforts à l'étude des options à court et moyen terme. Nous retrouvons ici le problème de la « progression dans le brouillard », classique dans le secteur électrique : il est nécessaire de regarder où l'on pose les pieds, mais aussi, périodiquement, de continuer à lever la tête ou d'escalader un point haut dans l'espoir d'apercevoir la meilleure direction pour continuer d'évoluer, malgré la grande difficulté à discerner l'horizon.

3. Conclusions

Le processus actuel d'intégration s'inscrit dans la continuité d'une expansion historique

des systèmes électriques. En 2012, l'Europe hérite d'un système globalement interconnecté dont l'organisation est découpée en zones politiques, techniques et marchandes plus ou moins bien coordonnées entre elles. De plus, l'Europe fait face à un bouleversement de ses équilibres énergétiques historiques avec le fort accroissement des énergies renouvelables intermittentes.

Les bénéfiques potentiels d'un renforcement accru de la dimension européenne sont principalement d'ordre économique : meilleure utilisation des moyens physiques installés, mutualisation des aléas et donc des risques, ou encore réduction des coûts fixes avec la même qualité de fourniture. Pour capter ces bénéfices, l'intégration peut être décomposée en au moins deux sous-problèmes complémentaires : investir dans le réseau physique et améliorer les mécanismes de coordination entre zones interconnectées. Du fait des contraintes sociétales de plus en plus fortes, les investissements dans la couche physique augmentent en coût et en technicité : enfouissement, électronique de puissance ou encore utilisation généralisée des techniques de l'information. En termes organisationnels, le succès des couplages des marchés journaliers qui s'étendent en Europe est représentatif de l'amélioration de la coordination au sein du système interconnecté.

Pour mettre en place ces solutions, les gestionnaires des réseaux de transport sont la cheville ouvrière centrale, animés de manière très volontariste par les institutions européennes. En particulier, le «troisième paquet» législatif européen sur l'énergie a lancé des processus pour permettre de nouveaux accords sur des règles communes ou sur des investissements réseaux.

L'Europe est donc aujourd'hui dans une bonne dynamique d'amélioration de son système électrique et, en particulier, au niveau de la couche organisationnelle. Cependant, de nombreux défis restent à relever, comme étendre les couplages des marchés journaliers ou assurer le même succès aux horizons de temps plus proches du temps réel. Pour être relevés, ces défis nécessitent une forte volonté de coopération. De plus, les solutions reposent sur un système d'information de plus en plus

complexe, ce qui nécessite une attention toute particulière à porter sur la robustesse des architectures déployées. ■

Remerciements

Les auteurs remercient chaleureusement les nombreux collègues, notamment à EDF R&D, sans lesquels ce travail n'aurait été possible. En particulier, Jean-Baptiste Bart, Nicolas Chamollet, Frédéric Dufourd, Damien Folliot et Marc Trotignon. Cependant, toutes erreurs, omissions ou inexactitudes restent de leur seule responsabilité.

Bibliographie

- ACER, 2011a. 2012 Work Program of the Agency for the Cooperation of Energy Regulators. http://www.acer.europa.eu/The_agency/Mission_and_Objectives/Documents/ACER%20Work%20Programme%202012.pdf.
- ACER, 2012. *Electricity Regional Initiatives Quarterly Report No 1 - January 2012 - March 2012*, http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Publication/Electricity%20Regional%20Initiatives%20Quarterly%20Report%20No%201.pdf.
- ACER, 2011b. *Framework Guidelines on System Operation*, http://acernet.acer.europa.eu/portal/page/portal/ACER_HOME/Public_Docs/Acts%20of%20the%20Agency/Framework%20Guideline/Framework%20Guidelines%20on%20Electricity%20System%20Operation/FG-2011-E-003_02122011_Electricity%20System%20Operation.pdf.
- ACER et AESAG, 2012. 10th meeting of the ACER Stakeholders Advisory Group - minutes. http://acernet.acer.europa.eu/portal/page/portal/ACER_HOME/Stakeholder_involvement/AESAG.
- Aguado, M. et al., 2012. Flow-based market coupling in the Central Western European region - on the eve of implementation. In *CIGRE 2012*.
- Arrivé, O. et al., 2012. Improved TSO coordination in the Central West European region. In *CIGRE 2012*.
- Booz&co, Newbery, D. et Strbac, G., 2011. *Physical and Financial Capacity Rights for Cross-Border Trade*, http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/studies/doc/electricity/2012_transmission.pdf.
- Cepeda, M. et al., 2009. Generation adequacy and transmission interconnection in regional electricity markets. *Energy Policy*, 37(12), pp.5612-5622.
- Commission Européenne, 2007. *Energy Sector Inquiry*, <http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/index.html>.
- Commission Européenne, 2011. The Commission's energy infrastructure package. http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-11-710_en.htm.
- Commission Européenne, 2012a. Making the internal energy market work. http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/doc/20121115_iem_0663_en.pdf.

- Commission Européenne, 2012b. *Notifications and pending notifications of exemption decisions for gas and electricity*, http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/exemptions/doc/exemption_decisions.pdf.
- CRE, 2010. *Accès à la capacité de long-terme pour les interconnexions électriques : vers un jeu de règles unique européen*. <http://www.cre.fr/documents/publications/rapports-thematiques/interconnexions-electriques-acces-a-la-capacite-de-long-terme-2010>.
- CWE MC Project, 2008. *Implementation Study addendum*, http://www.apxendex.com/uploads/tx_abdownloads/files/Implementation_Study_Addendum.pdf.
- Duthaler, C. et Finger, M., 2009. Evolution of Transmission Rights in the European Electricity Market. In *Enerday proceedings*. Dresden.
- ENTSO-E, 2009. *Common Information Model (CIM) - Model Exchange Profile*, <https://www.entsoe.eu/index.php?id=238>.
- ENTSO-E, 2012a. *ENTSO-E 10-Year Network Development Plan 2012*, <https://www.entsoe.eu/system-development/tyndp/tyndp-2012/>.
- ENTSO-E, 2012b. *Statistical Yearbook 2011*, <https://www.entsoe.eu/resources/publications/general-reports/statistical-yearbooks/>.
- ENTSO-E, 2011. *Study roadmap towards modular development plan on pan-European electricity highways system 2050*, <https://www.entsoe.eu/resources/consultations/archive/study-roadmap-modpehs/>.
- ENTSO-E, 2012c. *System Adequacy Retrospect 2011*, <https://www.entsoe.eu/resources/publications/system-development/adequacy-retrospectives/>.
- ERGEG, 2007. *ERGEG Regional Initiatives Annual Report. Progress and Prospects - March 2007*, http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_ACTIVITIES/EER_INITIATIVES/Progress_Reports/2007.
- Everis et Mercados EMI, 2010. *From Regional Markets to a Single European Market*, http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/studies/doc/2010_gas_electricity_markets.pdf.
- Frontier Economics et Consentec, 2011. *Relevance of established national bidding areas for European power market integration – an approach to welfare oriented evaluation*, http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/EN/BNetzA/Areas/ElectricityGas/Special%20Topics/StudyPriceZone/StudyPriceZoneLong.pdf?__blob=publicationFile.
- De Hauteclocque, A. et Hancher, L., 2011. The Svenska Kraftnät case: introduction of bidding zones in Sweden. *Network Industries Quarterly*, 13(1).
- Janssen, T. et Rebours, Y., 2012a. A Standard Framework to Analyze Electricity Market Couplings and System Operator Coordination. In *Proceedings of the 9th conference on the European Energy Market (EEM)*.
- Janssen, T. et Rebours, Y., 2012b. Hardware and Software Paths Toward Further Integration of European Power Systems. In *Proceedings of the 9th conference on the European Energy Market (EEM)*.
- Janssen, T. et Troitignon, M., 2012. Modes of coordination between European Transmission System Operators. In *Proceedings of the 12th International Association for Energy Economics (IAEE) European Conference, Venice, Italy, 9-12 September 2012*.
- Kim, J., Kim, Y. et Flacher, D., 2012. R&D investment of electricity-generating firms following industry restructuring. *Energy Policy*, 48(0), pp.103 - 117.
- Laffaye, H. et al., 2003. Gestion des interconnexions électriques en Europe. *Techniques de l'ingénieur. Génie électrique*, 8.
- Lagendijk, V., 2008. *Electrifying Europe*, Amsterdam: Aksant.
- Lavoine, O. et al., 2006. Congestion management in liberalized market environment. *CIGRE technical brochure*, (301).
- Mielczarski, W., 2010. Development of international power connections. In *Energy Market (EEM), 2010 7th International Conference on the European*.
- Newbery, D. et al., 2004. *A Review of the Monitoring of Market Power - the Possible Roles of TSOs in Monitoring for Market Power Issues in Congested Transmission Systems*, http://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/etsa/Congestion_Management/ETSO%20Market%20Power%20final.pdf.
- NordPoolSpot, 2012. List of changes in Elspot Area Configurations from 17 November 2008. <http://www.nordpoolspot.com/Global/Download%20Center/Elspot/Elspot%20area%20change%20log.pdf>.
- Panciatici, P., Bareux, G. et Wehenkel, L., 2012. Operating in the fog. *Power and Energy Magazine, IEEE*. <http://magazine.ieee-pes.org/files/2012/08/10mpe05-panciatici-2205318-x.pdf>.
- Perrot-Voisard, D. et Zachmann, G., 2009. HHI, an irrelevant market indicator without a relevant market. <http://www.gis-larsen.org/publications/working-paper/hhi-an-irrelevant-indicator-without-a-relevant-market/>.
- Project Coordination Group, 2009. PCG proposal for target model and roadmap for capacity allocation and congestion management. http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_WORKSHOP/Stakeholder%20Fora/Florence%20Fora/PCG/meeting_17_2_pcg_proposal_presentation.pdf.
- Rebours, Y. et al., 2010. How much electric interconnection capacities are needed within Western Europe? In *Energy Market (EEM), 2010 7th International Conference on the European*.
- RTE, 2012. *Schéma décennal 2012 de développement du réseau de transport d'électricité*, http://www.rte-france.com/uploads/Mediatheque_docs/vie_systeme/annuelles/Schema_developpement/Schema_decennal_synthese.pdf.
- Stepu, S. et Tuan, M.N., 2009. Sharing frequency response between asynchronous electrical systems. In *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES'09. IEEE*. pp. 1-6.
- Tennet, 2012. Information on the International Expansion of the Grid Control Cooperation by Addition of the Dutch Control Block. http://www.tennet.org/images/Market%20information%20GCC_tcm41-20521.pdf.
- Vandezande, L. et al., 2010. Well-functioning balancing markets: A prerequisite for wind power integration. *Energy Policy*, 38(7), pp.3146 - 3154.
- Verbong, G., van der Vleuten, E. et Scheepers, M.J.J., 2002. *Long-term electricity supply systems dynamics*, ECN. <http://www.ecn.nl/docs/library/report/2002/c02084.pdf>.