



HAL
open science

Le développement du réseau de transport dans un système électrique libéralisé, un problème de coordination avec la production

Vincent Rious

► **To cite this version:**

Vincent Rious. Le développement du réseau de transport dans un système électrique libéralisé, un problème de coordination avec la production. Economies et finances. Université Paris Sud - Paris XI, 2007. Français. NNT: . tel-00218150

HAL Id: tel-00218150

<https://theses.hal.science/tel-00218150v1>

Submitted on 25 Jan 2008

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.



ÉCOLE SUPÉRIEURE
D'ÉLECTRICITÉ
DÉPARTEMENT ÉNERGIE



UNIVERSITÉ
PARIS-SUD 11
FACULTÉ JEAN MONNET

**LE DÉVELOPPEMENT DU RÉSEAU DE TRANSPORT
DANS UN SYSTÈME ÉLECTRIQUE LIBÉRALISÉ,
UN PROBLÈME DE COORDINATION AVEC LA
PRODUCTION**

Thèse pour le Doctorat en Sciences Économiques

Présentée et soutenue par

Vincent RIOUS

30 octobre 2007

Directeur de Recherche :

M. Jean-Michel GLACHANT, Professeur, Université Paris-Sud 11

Rapporteurs :

M. Joseph DOUCET, Professeur, Business School of Alberta, Canada

M. Richard GREEN, Professeur, Université de Birmingham, Angleterre

Suffragants :

M. Stéphane SAUSSIÉ, Professeur, Université Paris-Sud 11

M. Philippe DESSANTE, Professeur, École Supérieure d'Électricité (SUPELEC)

M. Jean-Marie COULONDRE, Ingénieur, RTE

M. Éric LÉBOULANGER, Ingénieur, RTE

*L'Université Paris-Sud 11, Supélec et RTE
n'entendent donner aucune approbation
ni improbation aux opinions
émises dans cette thèse.
Ces opinions doivent être considérées
comme propres à leurs auteurs.*

REMERCIEMENTS

Cette thèse doit beaucoup aux personnes qui ont encadré mon travail, m'ont encouragé et soutenu dans mes projets, et m'ont permis de les concrétiser.

Je souhaite exprimer mes premiers remerciements à mon directeur de thèse, le Professeur Jean-Michel Glachant. Je le remercie pour la confiance qu'il m'a toujours accordée, le temps et l'attention qu'il a consacrés à l'encadrement de ma thèse, et son enthousiasme pour la recherche. Sa connaissance du secteur énergétique et ses réflexions toujours pertinentes et stimulantes m'ont énormément apporté et se sont révélés particulièrement précieuses.

Cette thèse a été réalisée dans le cadre du Projet Fédérateur Énergie 2 à Supélec. Je remercie Patrick Bastard qui m'a permis d'initier mon projet, qui m'a fait confiance et m'a guidé au commencement de cette aventure. Je remercie Sophie Plumel qui m'a encadré au début de mes travaux et Philippe Dessante qui a pris généreusement la relève durant la dernière année de cette thèse. Je les remercie tous les trois pour leurs conseils, leurs réflexions et leur regard technique qui m'ont permis de progresser et d'améliorer mon travail. Mes remerciements s'adressent aussi à Jean-Claude Vannier pour son soutien et son encouragement.

Je n'aurais pu concrétiser ce projet sans le soutien de RTE dans le cadre d'une convention CIFRE. Je tiens à remercier tout particulièrement Jean-Marie Coulondre pour en avoir pris l'initiative, pour le temps, l'attention et la disponibilité qu'il a consacrés à l'encadrement de ma thèse, et pour ses connaissances transversales de la gestion du réseau de transport qui m'ont permis d'ajuster mes travaux à des problématiques réelles et pratiques. Je souhaite aussi sincèrement remercier Marie-Pierre Bongrain, Christine Roblin, Jean-Philippe Paul et Emanuele Colombo pour leur suivi attentif et leurs critiques constructives de mes travaux et pour avoir permis le bon déroulement de ma thèse au sein du Département Méthodes et Appui de RTE. Plus généralement, je tiens à remercier tous les membres, passés et actuels, du groupe Système Électrique et Marché pour leur accueil et pour l'environnement stimulant au sein duquel j'ai pu travailler.

J'ai eu la chance de travailler au sein de groupes de recherche enthousiastes. Je remercie toutes les personnes du GRJM, de l'ADIS et du département Énergie de Supélec pour nos échanges enrichissants, leur enthousiasme et leur amitié. Je me permets de remercier aussi l'équipe de baby-foot qui n'a pu constater que mes faibles progrès en la matière, reflet de mes trop rares participations au moment de convivialité du GRJM.

Une thèse est un travail solitaire, mais qui évolue et progresse grâce à une équipe. Aussi je tiens à remercier spécialement Céline Hiroux, Yannick Perez, Ute Dubois, Matthieu Mollard, Marc-Kevin Codognot, Marcelo Saguan, Fabien Petit, Aude Le Lannier, Claude Parthenay, Florent Maupas, Jean-Yves Bourmaud, Eschien Chong et Thomas Veyrenc pour avoir lu ou relu des parties de ce travail. Je les remercie d'avoir sacrifié une partie de leur temps pour me permettre de progresser et d'améliorer mon travail. Leurs conseils m'ont été d'une aide précieuse pour achever la rédaction de cette thèse.

Je remercie mes proches pour le soutien sans faille qu'ils m'ont exprimé chacun à leur façon. Je remercie ainsi mes amis de Paris, de Sologne et d'ailleurs qui m'ont apporté les moments de décompression nécessaires au bon accomplissement de ce travail exigeant. Je remercie ma famille et belle-famille pour la compréhension et la patience dont ils ont fait preuve ces derniers temps.

Enfin, je remercie ma « p'tite » femme Anne qui m'a accompagné au jour le jour dans cette aventure. Je la remercie pour les sacrifices qu'elle a consentis au bénéfice de cette thèse, pour ses relectures néophytes et ses corrections attentives qui m'ont été d'une grande aide.

Je dédie ce travail à mes parents pour m'avoir appris le goût de l'effort, ce qui m'a été extrêmement utile ces derniers temps, et pour m'avoir laissé libre de mes choix d'orientation scolaire puis professionnelle avec d'autant plus de respect et de confiance que le domaine vers lequel je me suis tourné leur était inconnu.

SOMMAIRE

INTRODUCTION GÉNÉRALE	2
CHAPITRE 1 SYSTÈME ÉLECTRIQUE ET INVESTISSEMENT OPTIMAL PAR UNE ENTREPRISE VERTICALEMENT INTÉGRÉE	7
Introduction	8
Section 1 Description des éléments du système électrique	10
Section 2 Investissement optimal par une entreprise verticalement intégrée	48
Conclusion du chapitre	67
CHAPITRE 2 MODULARITÉ DE LA GESTION DES FLUX ÉLECTRIQUES ET SIGNAUX DE COORDINATION DU TRANSPORT VERS LA PRODUCTION	69
Introduction	70
Section 1 Modularité de la gestion des flux électriques	72
Section 2 Signaux de court terme, investissement en réseau et coordination avec la production	89
Section 3 Les signaux de localisation de long terme	121
Conclusion du chapitre	149
CHAPITRE 3 LA DIVERSITÉ DE DESIGNS DES GRT	151
Introduction	152
Section 1 La structure de gouvernance du réseau	154
Section 2 Étude institutionnelle comparative de PJM, NGC et RTE	177
Conclusion du chapitre	224
CHAPITRE 4 COORDINATION DES INVESTISSEMENTS EN PRODUCTION ET EN TRANSPORT DANS UN SYSTÈME LIBÉRALISÉ	225
Introduction	226
Section 1 L'investissement réseau comme un problème d'anticipation	228
Section 2 Une évaluation de l'interaction entre les signaux de localisation et les investissements en production et en réseau	259
Conclusion du chapitre	291
CONCLUSION GÉNÉRALE	293
BIBLIOGRAPHIE	297
TABLE DES MATIÈRES	320

INTRODUCTION GÉNÉRALE

Depuis une vingtaine d'années, l'industrie électrique a été massivement réformée dans la plupart des pays (Doucet [1999], Glachant-Finon [2003], Newbery [2005b], Joskow [2005a], Joskow [2006a], Sioshansi-Pfaffenberger [2006]). La réforme de ce secteur, longtemps organisé en monopole verticalement intégré, consiste à introduire la concurrence où cela est possible (Littlechild [2006]), comme la production et la vente (Hunt [2002]). Mais, les infrastructures de transport d'électricité présentent des économies d'échelle importantes et restent donc un monopole naturel (Baumol *et al.* [1982], Sharkey [1982]).

Traditionnellement, l'approche économique limite l'analyse de l'ouverture des réseaux à deux problèmes, celui de la séparation (*unbundling*) des infrastructures essentielles et celui de la tarification optimale des infrastructures en monopole. Pour assurer un accès libre et non-discriminatoire à ces infrastructures essentielles (*essential facilities*), la réforme concurrentielle a généralement nécessité une séparation verticale entre la production en concurrence et le réseau de transport en monopole naturel (Glachant-Lévêque [2005], FERC [2005b, 2006], CE [2007], Rey-Tirole [2007]). La gestion de ce réseau a été déléguée au Gestionnaire de Réseau de Transport (GRT). La séparation d'activités auparavant intégrées dans un monopole vertical et horizontal fait apparaître des problèmes de coordination, en particulier entre les investissements en production et en réseau (Joskow [2006c], Sauma-Oren [2006a, b]). Car la localisation des nouveaux moyens de production et les investissements du réseau de transport sont très dépendants les uns des autres.

La régulation de la tarification de l'accès au réseau vise ainsi à limiter les rentes de monopoles du GRT ou de certains usagers du réseau et à répartir les coûts du réseau entre les usagers (Armstrong *et al.* [1996], Armstrong-Vickers [1998]). Mais la tarification de l'accès au réseau ne transmet aux usagers des infrastructures que le coût des investissements en réseau déjà réalisés (Lévêque [2003]). En elle-même, cette tarification ne fournit pas d'information aux producteurs sur les coûts du réseau que leurs futures décisions de localisation pourraient susciter. La tarification de l'accès au réseau ne permet donc pas à elle seule de reproduire l'adaptation mutuelle entre la localisation des investissements en production et le développement du réseau qui prévalait dans l'ancien système intégré (Stoft [2006]).

Dans le nouveau système libéralisé, cette adaptation mutuelle doit être reproduite la plus fidèlement possible pour assurer une coordination efficace à long terme entre les deux activités. Le GRT peut prendre un rôle actif dans ce processus de coordination car il doit préparer l'accueil de nouvelles unités de production (Sauma-Oren [2006a, b]). Cet exercice de préparation est difficile car le processus décisionnel d'investissement en réseau s'étend sur

une durée plus longue que le processus d'investissement en moyens de production. Le GRT doit donc affronter de nombreuses incertitudes pour développer à l'avance le réseau de façon à préparer l'accueil des nouvelles unités de production.

La difficulté devient encore plus grande pour la coordination entre production et transport sur un réseau interconnecté où plusieurs GRT contrôlent une zone de ce réseau. Les échanges entre zones sont très importants dans le contexte de la réforme électrique car ils permettent de stimuler la concurrence en étendant le marché pertinent (Harvey *et al.* [2001]). Mais ils soulèvent aussi de nouveaux problèmes. Car les infrastructures du réseau de transport fonctionnent physiquement de manière interdépendante (Bastard *et al.* [2000]), alors que leur gestion opérationnelle est répartie entre plusieurs GRT (Cadwalader *et al.* [1998, 1999], Marinescu *et al.* [2005]).

La mission de coordination du GRT relève donc de différents procédés de nature très différente. L'étude de ces procédés est d'autant plus complexe que l'expérience internationale a montré de nombreuses options différentes de mise en œuvre pour chacun des procédés (Olmos [2006], Sioshansi-Pfaffenberger [2006]) et des résultats très hétérogènes (Green *et al.* [2005]). L'expérience internationale montre que la propriété et l'organisation de la gestion des actifs de réseau peut prendre différentes formes. Dans les systèmes libéralisés, les GRT se distinguent les uns des autres par leur degré d'indépendance vis-à-vis des producteurs, la possession ou non du réseau qu'ils gèrent, la régulation qui leur est appliquée, etc. (Hunt [2002], Joskow [2006c], DGComp [2007], Pollitt [2007]). La Nouvelle Économie Institutionnelle a montré que le dispositif de gestion des actifs de réseau, la « structure de gouvernance », était aussi important que la régulation pour la mise en œuvre et l'efficacité de la coordination des activités dans les industries de réseaux (Glachant-Perez [2007], Saussier – Yvrande-Billon [2007]).

Pour analyser la mise en œuvre de la coordination entre production et transport d'électricité, il faut tout d'abord en identifier les principales fonctions dans un cadre modulaire séparant les tâches de coordination par leur nature. Dans ce cadre d'analyse, on peut étudier chaque module et ses options séparément des autres modules (Baldwin-Clark [2000]). On peut ensuite analyser les relations de dépendances qui apparaissent dans la mise en œuvre des différents modules (Aoki [2001]). Une relation forte d'interaction et de dépendance apparaît alors entre la « structure de gouvernance du réseau » et les choix d'options pour la gestion des flux et du réseau.

Le premier objectif de cette thèse est alors de développer un cadre d'analyse modulaire de la coordination à long terme entre la production et le transport d'électricité. Ce cadre d'analyse devra prendre en compte les différents aspects fonctionnels de la gestion des flux électriques pour cette coordination, mais aussi la structure de gouvernance des actifs nécessaire à cette coordination. Dans un système libéralisé, la coordination entre production et

transport doit remplacer les contrôles-commandes utilisés dans l'ancien monopole intégré par une combinaison de modules pouvant être des marchés ou d'autres mécanismes de coordination (Hogan [2003], Hogan-Rosellon-Vogelsang [2007], Joskow [2006c]), et qui doivent prendre en charge trois tâches séparables de gestion des flux. On trouve ainsi les trois modules nécessaires à la coordination entre la production et le transport : (i.) le module de conduite du système à court terme, (ii.) le module d'incitation à la localisation à long terme des moyens de production et (iii.) le module d'investissement du réseau. Concevoir l'organisation des tâches d'un GRT pour opérer la gestion des flux consiste ainsi à choisir une option pour chacun de ces modules. Un GRT idéal est alors conçu comme la combinaison des meilleures options.

Cependant, en pratique, on ne rencontre aucun GRT idéal. Même les GRT qui servent à tous de référence aux États-Unis, en Grande-Bretagne ou en Europe continentale ne sont pas des GRT idéaux, au sens où ils ne combinent jamais les meilleures options sur les trois modules identifiés. On peut comprendre la persistance de cette diversité des procédés mis en œuvre pour coordonner la production et le transport en analysant les choix opérés pour les trois modules fonctionnels par rapport à un quatrième module. Ce quatrième module est la « structure de gouvernance du réseau ». Il décrit les différentes formes organisationnelles que peut prendre le GRT en tant qu'entreprise de transport. Dans une logique de complémentarité institutionnelle (Milgrom-Roberts [1990], Aoki [2001], Pagano [1993, 2005]), nous constaterons que c'est cette « structure de gouvernance du réseau » qui influence les options choisies dans les trois autres modules pour gérer les flux électriques.

Le second objectif de cette thèse est alors de montrer que l'investissement du réseau est le cœur de la coordination entre la production et le transport. Même si ce module n'émet pas de signaux directs de coordination. En effet, les options de gestion des flux électriques qui coordonneraient le mieux la production et le transport à long terme peuvent ne pas être complémentaires de la structure de gouvernance du réseau. Ainsi, il se peut que l'investissement en réseau soit le seul procédé effectif de coordination entre la production et le transport. La place centrale de l'investissement du réseau dans cette coordination s'explique alors par les différences de rythme temporel d'investissement entre le transport et la production. Étant donné cette différence de dynamique temporelle entre les investissements en production et en réseau, il faut faire connaître aux producteurs à l'avance les prévisions de développement du système électrique et les éventuels signaux de localisation.

Le but ultime de cette thèse est alors de montrer comment s'organise la coordination à long terme entre la production et le transport dans un système électrique libéralisé, et le rôle proactif que doit y tenir le GRT pour coordonner de façon satisfaisante ces deux activités.

Organisation de la thèse

Le **premier chapitre** est consacré aux caractéristiques économiques et techniques spécifiques du système électrique nécessaires à l'étude de la coordination entre la production et le transport d'électricité. Nous nous intéressons ainsi successivement à la consommation, à la production et au réseau de transport. Nous étudions ensuite la forme d'organisation et de coordination la plus simple pour gérer les flux électriques de façon optimale. Cette forme est l'entreprise intégrée verticalement, parfaitement régulée et donc bienveillante. Nous en déduisons les contrôles-commandes nécessaires pour une gestion optimale des flux à court terme et à long terme.

Le **deuxième chapitre** caractérise les éléments essentiels de la gestion des flux dans un système libéralisé comme le remplacement des outils de contrôle-commande d'une entreprise intégrée par une combinaison de marchés et de mécanismes alternatifs de coordination. Les caractéristiques particulières de fonctionnement et d'investissement du réseau définissent le mode de remplacement des outils de contrôle-commande au sein des modules, par des marchés ou des mécanismes alternatifs de coordination. Dans ce chapitre, nous nous concentrons sur deux modules en particulier, les signaux de coordination de court terme et ceux de long terme. Nous décrivons pour ces deux modules les options les plus couramment mises en œuvre. Nous classons ces options afin de concevoir finalement un GRT idéal comme la combinaison des meilleures options de chaque module.

Le **troisième chapitre** complète le cadre d'analyse modulaire avec la structure de gouvernance du réseau et caractérise son influence sur la mise en œuvre de la coordination entre la production et le transport. Nous montrons ainsi qu'il existe des complémentarités institutionnelles entre la structure de gouvernance du réseau et les modules de gestion des flux. La structure de gouvernance du réseau explique ainsi l'écart entre les GRT réels et le GRT idéal défini précédemment. Nous appliquons ce cadre d'analyse à trois GRT de référence, PJM aux États-Unis, NGC le GRT anglo-gallois et RTE en France. L'étude de ces GRT montre que la structure de gouvernance du réseau favorise soit la mise en œuvre des signaux de coordination pour inciter la localisation des moyens de production soit l'augmentation de la capacité du réseau pour traiter les congestions. En effet, les conditions qui permettent de concilier ces deux méthodes de traitement de la coordination entre la production et le transport sont difficiles à réunir. La première méthode permet certes d'établir une coordination de court terme efficace sur de grandes zones de réseau. Mais la seconde semble plus efficace à plus long terme pour coordonner la production et le transport d'électricité.

Enfin, le **dernier chapitre** identifie les modifications que la dérégulation apporte au travail de planification du réseau de transport. Nous montrons ainsi que l'anticipation prend une part croissante dans la planification du réseau. Cette anticipation se justifie de deux

façons. Tout d'abord, l'anticipation des renforcements du réseau permet de combler le différentiel de dynamique entre les investissements en production et en réseau. Les investissements en réseau peuvent ainsi arriver juste à temps pour accueillir de nouveaux moyens de production dont le temps de réalisation est très court. Ensuite, nous montrons que la planification du réseau est d'autant plus importante dans la coordination que les signaux de localisation de court terme et de long terme n'assurent pas toujours une localisation efficace de la production. Pour anticiper les renforcements de son réseau, le GRT doit donc prendre en compte l'effet des signaux de coordination sur la localisation rationnelle des investissements en production. Nous étudions ainsi les interactions entre les signaux de localisation de court terme et de long terme et les investissements en production et en réseau à l'aide d'un modèle numérique simple mais réaliste.

Chapitre 1 SYSTÈME ÉLECTRIQUE ET INVESTISSEMENT OPTIMAL PAR UNE ENTREPRISE VERTICALEMENT INTÉGRÉE

Introduction	8
Section 1 Description des éléments du système électrique	10
1. 1. Consommation	10
1. 2. Production	17
1. 3. Transport	30
1. 4. Conclusion de la section	46
Section 2 Investissement optimal par une entreprise verticalement intégrée	48
2. 1. Problématique d'ensemble du développement du système électrique sur une seule zone de responsabilité	49
2. 2. Coordination entre zones de responsabilité pour la conduite du système .	60
2. 3. Conclusion de la section	65
Conclusion du chapitre	67

INTRODUCTION

Les systèmes électriques présentent des caractéristiques de fonctionnement et d'investissement qui les distinguent des autres industries et notamment des autres industries de réseaux. Les caractéristiques techniques sont propres à la technologie actuelle de l'industrie électrique (Bastard *et al.* [2000], Stoft [2006]). Et les procédures pour obtenir les accords administratifs et les oppositions des populations locales prennent une place de plus en plus importante dans le processus d'investissement du système électrique (DGEMP [2003], Cole *et al.* [2005] et ETSO [2006b]). Ces caractéristiques sont indépendantes des formes institutionnelles d'organisation, que cette organisation soit basée sur des monopoles verticalement intégrés et régulés ou sur une organisation désintégrée et complètement ou partiellement concurrentielle. À l'inverse, le choix et la conception des formes organisationnelles et leurs performances inhérentes (notamment en termes de coordination des investissements en réseau et production) dépendront fortement de la manière dont ces caractéristiques spécifiques seront prises en compte.

Ce chapitre usera d'une méthodologie similaire à celle employée par Saguan [2007]. Nous présentons d'abord, pour chaque maillon du système électrique, une description de ses caractéristiques spécifiques. Dans la section 1, nous exposons notamment les caractéristiques de la consommation, de la production et du transport d'électricité qui sont structurantes pour la coordination temporelle et spatiale des investissements des différents chaînons. Nous nous intéressons en particulier aux contraintes de fonctionnement et aux caractéristiques économiques de court terme et de long terme de la consommation, de la production et du transport.

Dans la section 2, nous construisons un cas de référence pour les comparaisons des chapitres suivants. Nous prenons comme cas de référence la forme d'organisation la plus simple pour cette industrie, c'est-à-dire le monopole verticalement intégré dont nous supposons qu'il est parfaitement régulé et donc bienveillant. Ce cas de référence n'a pas pour objet de comparer les formes passées d'entreprises intégrées et monopolistiques aux formes récentes d'organisations désintégrées et concurrentielles. En effet, l'hypothèse de régulation parfaite distingue notre cas de référence de celui des anciennes entreprises verticalement intégrées qui n'étaient pas parfaitement régulées (Hunt [2002]). L'entreprise verticalement et horizontalement intégrée et parfaitement régulée est logiquement la forme d'organisation la plus simple car toutes les décisions sont concentrées dans une seule entité prenant, par hypothèse, les meilleures décisions possibles. Le monopole verticalement intégré et parfaitement régulé utilise des outils d'optimisation pour prendre les décisions optimales de gestion de tous les éléments du système électrique. Nous prenons la convention suivante. Le terme de « conduite » du réseau ne s'applique qu'à court terme et le terme de « gestion » comprend l'opération du système à court terme et l'investissement du système. Les deux

principaux outils d'optimisation utilisés par le monopole pour résoudre les problèmes d'investissement et de leur coordination sont l'*optimal power flow* et le calcul d'investissement. La description de ces deux outils est importante car ils apportent aussi une référence pour les fondements des formes décentralisées d'organisation du système électrique.

De même, nous distinguons deux variantes d'organisation du réseau de transport. Dans la première variante, la zone de responsabilité du monopole verticalement intégré couvre tout le réseau de transport, à la façon d'une île électrique. Cette première variante sert de référence à la seconde où le monopole verticalement intégré n'est responsable que d'une partie du réseau de transport interconnecté. Il doit alors se coordonner avec ses voisins (eux aussi étant des monopoles intégrés bienveillants) afin d'optimiser conjointement la conduite de tout le réseau de transport. Cette étape sert également de référence aux formes ultérieures de coordination entre les nouvelles formes d'organisation décentralisées qui ont remplacé les anciens monopoles.

Section 1 DESCRIPTION DES ÉLÉMENTS DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

L'objectif de cette section est de fournir une vision générale d'un système électrique et de ses caractéristiques. Nous nous concentrerons sur les composantes du système et sur les facteurs technico-économiques qui importent pour l'investissement. La description de ces fondamentaux doit être valable pour toute forme d'organisation, que ce soit un monopole verticalement intégré ou une organisation séparée totalement ou partiellement concurrentielle. À l'aide de cette description, nous identifierons les problèmes de coordination d'investissement propres à l'industrie électrique.

Un système électrique est composé de quatre maillons : les moyens de production, le réseau de transport, le réseau de distribution, et la consommation. La figure 1.1 illustre comment ces quatre maillons s'articulent.

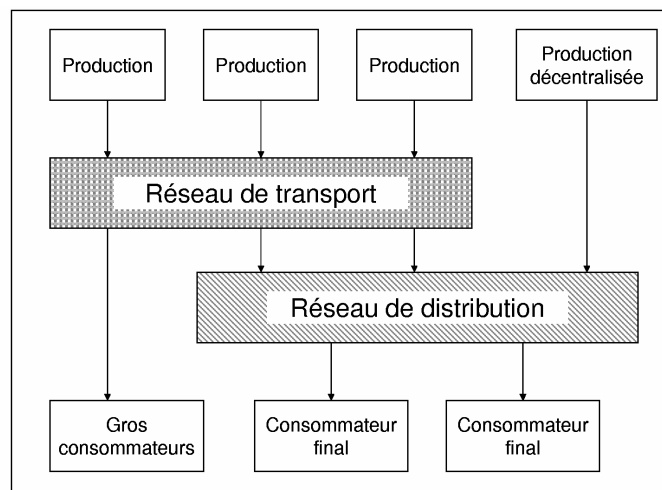


Figure 1.1 Représentation schématique du système électrique

Nous limiterons notre description aux maillons nécessaires à la poursuite de la thèse, à savoir, la consommation, les moyens de production et le réseau de transport. Le réseau de distribution, quant à lui, ne sera pas traité et nous le considérerons comme un consommateur agrégé¹.

1. 1. CONSOMMATION

La consommation d'électricité correspond à un appel de puissance sur le réseau pour une période de temps déterminée. La puissance est un flux d'énergie, soit une quantité

¹ Pour une description plus détaillée du réseau de distribution en ingénierie voir Gonen [1986] et en économie voir Ajodhia-Hakvoort [2005].

d'énergie par unité du temps. Son unité de mesure est le watt (noté W)². La quantité d'énergie consommée pendant une période de temps donnée se calcule comme l'intégrale de la puissance pendant la période de temps considérée. Par exemple, l'énergie peut être mesurée en mégawattheures (MWh), unité de puissance par unité du temps. Ayant fixé la durée de la période de temps à considérer, les valeurs moyennes de puissance peuvent être converties directement en énergie consommée (en multipliant la puissance moyenne par la durée de la période). Quand l'unité de temps est sous-entendue, les termes « puissance consommée » et « énergie » sont utilisés indistinctement.

Pour l'étude de la coordination à long terme entre la production et le transport d'électricité, il est nécessaire de simplifier la représentation de la consommation tout en conservant ses caractéristiques de long terme les plus significatives. Nous verrons que la consommation de toute une année peut être représentée de façon synthétique et que son évolution tendancielle est sa caractéristique la plus significative à long terme. Nous constaterons que la sensibilité de la consommation au prix de l'électricité à court terme est quasi nulle. Néanmoins lorsque des consommateurs sont coupés pour les besoins de l'équilibre entre l'offre et la demande, le coût de l'énergie non distribuée est très élevé. Enfin, le système électrique s'appuie sur un réseau d'infrastructures. Le réseau de transport est conçu afin d'acheminer l'énergie produite vers les consommateurs. Seuls les consommateurs industriels sont flexibles en termes de localisation. Nous montrerons alors que l'évolution de la localisation de la consommation structure de façon superficielle seulement le développement du réseau électrique sur le long terme.

1. 1. 1. Fluctuations et évolution de la consommation

Une description de la consommation au jour le jour permet de mieux prendre en compte l'ensemble des caractéristiques de la consommation nécessaires à la planification du système électrique. Toutefois, cette approche dépasse les besoins de cette thèse. Pour connaître grossièrement les besoins de planification du système électrique, une représentation de la consommation sur le long terme plus synthétique est suffisante. Pour cela, la monotone de charge est traditionnellement utilisée (Stoft [2002]). Nous présenterons ces deux descriptions de la consommation, en insistant sur les limites d'une description en monotone de charge. Ensuite nous présenterons quelques éléments sur l'évolution pluriannuelle de la consommation d'électricité.

La consommation d'électricité fluctue en permanence en fonction des multiples variations individuelles de consommation qui interviennent « sans préavis » sur l'ensemble du système (Staropoli [2001], RTE [2004c]). Ces fluctuations ont un certain caractère cyclique

² Les multiples du W les plus courants dans l'industrie électrique sont le mégawatt, noté MW avec 1 MW = 10⁶ W, et le gigawatt, noté GW avec 1 GW = 10⁹ W.

au cours de la journée, de la semaine et de l'année. Ces fluctuations ont aussi, pour une part, un caractère aléatoire. Par exemple, la demande d'électricité est dépendante de la température. En été, une augmentation de la température de 1°C sur l'ensemble de la France durant l'après-midi entraîne une augmentation de la consommation de l'ordre de 500 MW à cause des systèmes de climatisation (figure 1.2).

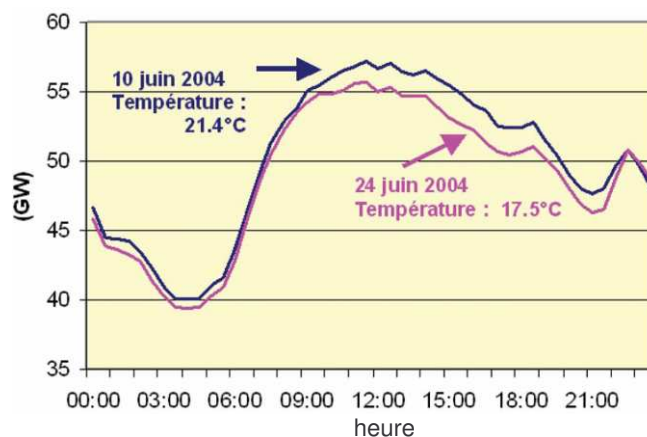


Figure 1.2 Impact de la température sur la consommation (RTE [2004c])

La figure 1.3 présente sur l'année 2006 des profils journaliers de consommation significativement différents suivant le jour (ouvrable ou non) et le moment de l'année. Les valeurs représentées correspondent à des moyennes demi-horaires de consommation, pour les quarante-huit demi-heures d'une journée.

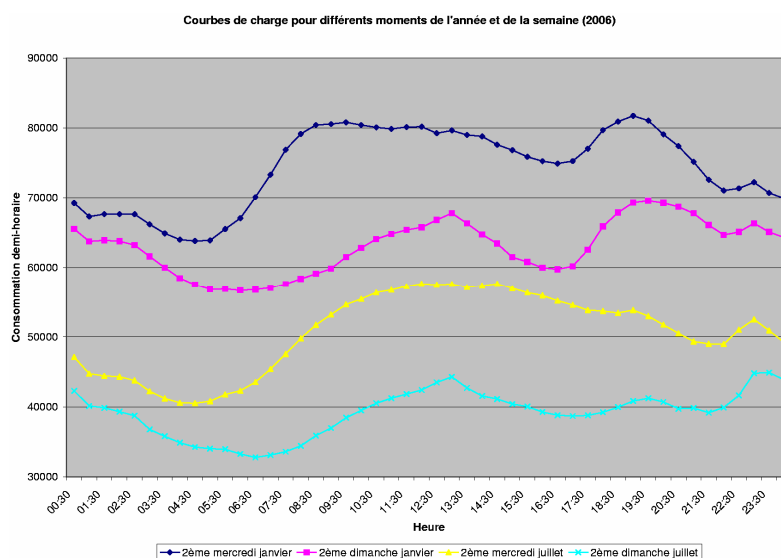


Figure 1.3 Fluctuations de la consommation d'électricité en France en 2006
Source : www.rte-france.com

Une analyse simple de ces courbes montre que la consommation évolue d'une façon cyclique au cours de la journée et de la semaine. Les fluctuations infrajournalières s'opèrent de façon récurrente sur toute l'année. La consommation est plus faible la nuit, elle croît le matin, avec une pointe le soir qui survient entre 19 et 23h suivant la période de l'année. Les fluctuations hebdomadaires s'observent sur la différence de consommation entre les jours ouvrables et les week-ends. Ces variations doivent être complétées par les fluctuations saisonnières que l'on observe sur le graphique grâce à la différence de consommation entre les jours d'hiver et les jours d'été.

Compte tenu des variations de la consommation, la méthodologie utilisée dans les faits pour planifier le système électrique consiste à effectuer des simulations pour un certain nombre de jours représentatifs des différents moments de l'année. Le nombre de jours et le nombre de points horaires pour décrire une journée sont choisis par le planificateur. Cette description de la consommation par journée permet d'appréhender les caractéristiques temporelles nécessaires à la planification du système électrique. Toutefois, ce degré de précision n'est pas utile pour les besoins de notre thèse. Une description de la consommation par une monotone de charge est suffisante.

Une monotone de charge (*load duration curve* en anglais) est définie en classant du plus grand au plus petit les niveaux de consommation horaires des 8760 heures d'une année. La monotone de charge est donc le diagramme qui reprend en ordonnée la charge et en abscisse le temps pendant lequel la charge a dépassé la valeur en ordonnée (figure 1.4). Cette représentation permet d'avoir une vision macroscopique et synthétique de la consommation. Une monotone de charge peut être approchée par des fonctions analytiques classiques, comme les fonctions affines, hyperboliques, etc. (IGF-CGM [2004]), ce qui facilite les calculs de planification.

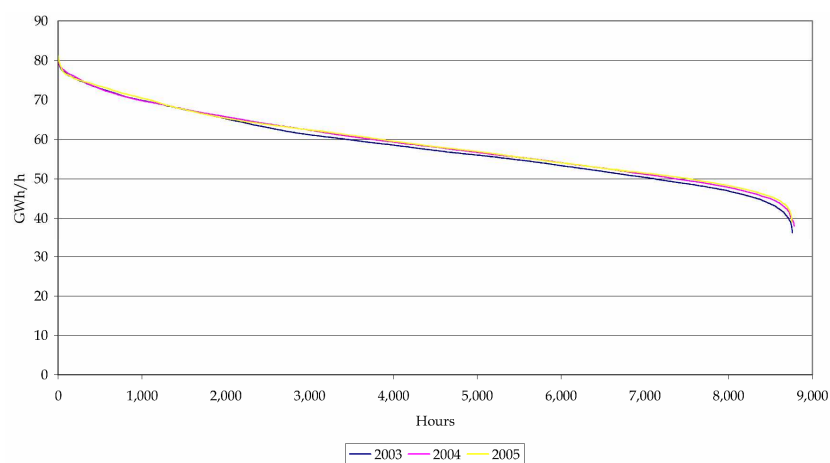


Figure 1.4 Monotones de charge pour la France (London Economics [2007])

Il est important d'avoir à l'esprit les limites de cette représentation. Cette méthodologie complique la prise en compte des aléas de consommation et des arrêts programmés et fortuits d'éléments du système électrique. Cette représentation ne permet pas non plus de prendre en compte l'élasticité-prix de la consommation (voir 1.1.2). La monotone de charge permet donc de ne valider qu'un système déjà dimensionné ou de réaliser un premier dimensionnement grossier du système (Stoft [2002]).

Outre l'évolution de la consommation jusqu'à l'horizon annuel, l'évolution pluriannuelle de la consommation est bien sûr structurante pour la planification du système électrique. D'année en année, la consommation d'électricité évolue avec l'activité économique, les usages de l'énergie électrique et le coût de l'électricité. Ce calcul est généralement fait en amont de l'étude de planification du système électrique et se base sur une extrapolation tendancielle de l'évolution de la consommation. Il est aussi possible d'envisager différents scénarii d'évolution de la consommation à long terme pour prendre en compte tant l'incertitude sur l'extrapolation tendancielle que les mesures de contrôle de la demande d'électricité (RTE [2004c]).

La consommation d'électricité est généralement croissante en Europe, avec un taux de croissance spécifique à chaque pays. En France, ce taux est d'environ 2%. Néanmoins, on constate certains retournements de l'évolution de la consommation d'électricité, notamment de la consommation industrielle (RTE [2006a]). Reste à savoir si ces évolutions se confirmeront dans l'avenir.

Connaître l'évolution et les caractéristiques stochastiques de la consommation d'électricité est donc nécessaire à une planification fine du système électrique. Une telle modélisation requiert des moyens techniques conséquents. Toutefois, un dimensionnement grossier du système électrique est possible et suffisant ici, grâce à une monotone de charge. C'est pourquoi, par la suite, nous modéliserons la consommation à l'aide de cette méthode.

1. 1. 2. Elasticité-prix de la demande et coût de l'Énergie Non Distribuée

La consommation d'électricité est la conséquence physique de la demande économique d'électricité. Cette demande économique varie avec différents paramètres, notamment le prix d'achat du bien considéré. Cette variation relative de la demande économique avec le prix du bien considéré est mesurée par l'élasticité-prix. L'élasticité-prix d'un bien mesure en pourcentage la variation relative de la demande consécutive à une variation du prix de 1%.

L'élasticité-prix de la demande d'électricité est actuellement très faible, voire nulle selon l'horizon temporel considéré (Joskow-Schmalensee [1983]). Cependant, l'élasticité-prix de la demande d'électricité est d'autant plus importante que l'horizon temporel considéré est long (Stoft [2002]).

Sur le très court terme, pour une réaction instantanée, la demande d'électricité est considérée comme quasi-inélastique. Patrick-Wolak [1999] estiment que l'élasticité-prix de la demande d'électricité des gros consommateurs et des consommateurs de taille moyenne est généralement inférieure à 0,06. Cette inélasticité est principalement due à trois facteurs. Par le passé, les consommateurs n'ont pas reçu de signaux tarifaires sur les coûts et la rareté de l'électricité aux moments de tension entre l'offre et la demande (Rassenti-Smith [1998]). Le premier facteur expliquant l'inélasticité de la demande d'électricité est donc historique. Le deuxième facteur est lié au précédent. Il est d'origine technologique et est propre à l'information fournie aux consommateurs (Staropoli [2001]). Pour pouvoir réagir, les consommateurs doivent être informés instantanément de l'évolution du prix. De plus, leurs consommations doivent être mesurées avec la précision temporelle adéquate pour signaler les volumes soutirés par chaque consommateur pour chaque période. Des innovations récentes (réseaux de télécommunications à haut débit, compteurs intelligents, etc.) permettent d'envisager plusieurs solutions dans le futur³. Toutefois, les technologies nécessaires au comptage en continu entraînent des coûts de mesure et de transaction qui rendent difficile la transition vers ces nouveaux systèmes (Staropoli [2001]). Le troisième facteur vient de la difficulté à trouver des substituts au produit électricité à court terme, et de son utilité très élevée à très court terme pour les consommateurs. Le choix de ne pas consommer immédiatement ou de se tourner vers d'autres produits énergétiques est très coûteux ou techniquement impossible pour les consommateurs dans la plupart des usages courants⁴.

Du fait de l'inélasticité de la demande, l'équilibre entre l'offre et la demande n'est plus assuré si l'offre est insuffisante pour répondre à la demande, à moins de couper une partie des consommateurs⁵. Du fait de l'inélasticité de la demande, le préjudice subi par les consommateurs coupés est difficile à évaluer avec précision en termes économiques. Le coût d'une coupure dépend du consommateur, du moment et de la durée de la coupure. Pour parer à ce problème d'estimation, on définit le « Coût de l'Énergie Non Distribuée » (CEND – VoLL en anglais pour *Value of Lost Load*) comme la perte moyenne de surplus des consommateurs suite à une coupure (Stoft [2002]). Stoft [2006] conjecture que l'erreur sur le coût de l'END est probablement d'un facteur trois. La valeur de l'END généralement retenue est de 10 000 €/MWh.

³ Une mise en service de grande ampleur de compteurs intelligents est actuellement envisagée dans divers pays comme en Grande-Bretagne (OFGEM [2006]) ou en France (Capgemini Consulting [2007]).

⁴ Dans certains cas, les consommateurs peuvent choisir de combiner plusieurs produits énergétiques. Par exemple, le chauffage électrique et le chauffage au bois dans une maison, ou un gros consommateur doté de groupes électrogènes.

⁵ Le fonctionnement du système électrique exige qu'à tout moment la production et la consommation soient exactement équilibrées. C'est pourquoi par manque de production, l'opérateur du système électrique peut être amené à couper une partie de la consommation.

À moyen terme, si les consommateurs sont avertis du prix anticipé un ou plusieurs jours à l'avance, l'élasticité-prix de la demande est non négligeable. Le délai laissé aux consommateurs leur permet de gérer différemment leur demande ou de rechercher des substituts. En France, l'application des tarifs de type « Économie Jours de Pointe » (EJP) permet des réductions de consommation pouvant atteindre 3 GW sur une consommation de 86 GW (RTE [2004c]), soit 3% d'effacement.

À long terme, pour des périodes de temps dépassant un an, on peut s'attendre à une variation significative de la consommation avec le prix de l'énergie électrique. Stoft [2002] estime grossièrement l'élasticité-prix à long terme à 1, c'est-à-dire que pour une augmentation du prix de l'électricité de 10%, la demande diminue de 10%. Dans les études du système électrique sur le long terme, la consommation et son évolution sont données en supposant une élasticité-prix nulle. Néanmoins, *a posteriori*, on vérifie que le coût total de l'électricité, comprenant le coût de production et le coût du réseau, ne remet pas en cause les hypothèses faites sur le niveau de consommation et son évolution.

À partir de ce constat et connaissant la faiblesse de l'élasticité-prix de la demande d'électricité à court terme et à moyen terme, nous pouvons faire l'hypothèse suivante pour le reste de la thèse. Nous supposons que l'élasticité-prix de la demande est nulle sur le court terme, sauf indications contraires. Et, en cas de rupture d'alimentation de la consommation, la demande est valorisée au Coût de l'Énergie Non Distribuée (CEND), à 10 000 €/MWh.

1. 1. 3. Facteurs de localisation de la demande

Il est rare qu'un consommateur soit situé à proximité immédiate d'un moyen de production qui puisse pourvoir à ses besoins. Ainsi, un consommateur d'électricité est généralement alimenté par un réseau auquel sont aussi raccordés des moyens de production plus ou moins lointains.

De fait, l'évolution de la localisation de la consommation structure en partie le développement du réseau électrique à long terme. La flexibilité de la localisation des consommateurs est notamment une caractéristique importante du point de vue du développement du réseau électrique. En termes de localisation, nous distinguons ainsi les consommateurs flexibles des consommateurs inflexibles.

Les consommateurs industriels sont généralement des consommateurs flexibles en termes de localisation, en fonction des ressources qui sont nécessaires à leur industrie (matières premières, infrastructures, ressources humaines, etc.) et des coûts de ces ressources. À l'inverse, les réseaux de distribution d'électricité, assimilés à des consommateurs du point de vue du réseau de transport, sont relativement inflexibles en termes de localisation. Modifier la localisation d'un distributeur est peu vraisemblable puisque cela reviendrait à déplacer

toute une ville. Le déplacement des infrastructures de distribution d'électricité présente déjà à lui seul un coût prohibitif (Salvanes-Tjøtta [1998]).

1. 1. 4. Conclusion sur la consommation

Nous avons présenté les caractéristiques les plus significatives de la consommation d'électricité à long terme. La consommation d'électricité se caractérise par de fortes fluctuations de court terme. Mais, nous avons montré qu'en première approximation la consommation d'une année peut être synthétisée grâce à une monotone de charge. La consommation se caractérise également par une croissance tendancielle à long terme. Nous avons établi qu'en simplifiant, l'élasticité-prix de la consommation est quasi-nulle. Mais le coût de l'Énergie Non Distribuée (END) est très élevé. À long terme, la planification du réseau peut s'effectuer à consommation donnée, en vérifiant *a posteriori* que l'hypothèse prise sur la consommation est cohérente avec l'étude réalisée. Enfin, nous avons remarqué que seuls les consommateurs industriels sont flexibles en termes de localisation. Dans la suite, nous supposons que l'élasticité de la consommation est nulle et que la croissance tendancielle de la consommation est correctement adaptée aux résultats trouvés en termes de coût de production et de transport du système électrique. Toute chose étant égale par ailleurs, cette hypothèse nous permettra de nous concentrer sur les problèmes de coordination des investissements en production et en transport. Cette hypothèse n'enlèvera rien à la généralité de nos résultats.

1. 2. PRODUCTION

Un moyen de production d'énergie électrique est une installation capable de convertir une source d'énergie primaire en énergie électrique. Les moyens de production d'énergie électrique sont très divers. Chaque type de moyen de production a des caractéristiques techniques et économiques propres. Ces caractéristiques expliquent l'utilisation des moyens de production pour satisfaire la consommation d'électricité et la constitution du mix des énergies primaires pour produire de l'électricité. L'objectif est ici de présenter sommairement les moyens de production les plus répandus et leurs caractéristiques techniques et économiques ayant une influence sur l'investissement des moyens de production, ainsi que leur coordination avec les investissements en réseau de transport⁶.

La centrale de production est la composante élémentaire de l'organisation des moyens de production d'électricité. Une centrale peut regrouper sur un même site plusieurs unités ou

⁶ Nous ne considérons pas les coûts de démarrage, de fonctionnement à vide, ou d'arrêt des moyens de production. À long terme, ces coûts représentent moins de 1% des coûts totaux de production. Ils peuvent donc être négligés en première approximation (Stoft [2002]). Ces coûts sont pris en compte dans l'exploitation des moyens de production à court terme par Saguan [2007]. Ils posent toutefois des problèmes d'incitation à l'investissement en production (Joskow [2007]) que nous ne traiterons pas dans cette thèse.

tranches de production souvent de même technologie et de même puissance. Chaque unité de production est composée d'une turbine ou moteur et d'un alternateur⁷ pour produire de l'énergie électrique. Les turbines ou moteurs peuvent être entraînés à l'aide de différentes sources d'énergie primaire. La source d'énergie primaire et le mode de conversion de cette énergie en électricité sont des éléments technologiques structurants des moyens de production. Nous présenterons tout d'abord les technologies de production les plus largement utilisées actuellement ou dans les années à venir. Ensuite, nous exposerons les caractéristiques de ces moyens de production les plus structurantes pour les investissements.

1. 2. 1. Les différents types de moyens de production

Les centrales de production peuvent être classées selon leur technologie, c'est-à-dire selon leurs sources d'énergie primaire (Bastard *el al.* [2000]) et selon le mode de conversion plus ou moins direct de l'énergie primaire en énergie électrique (DGEMP [2003] et RAE [2004]). Parmi l'ensemble des moyens de production actuellement disponibles, nous distinguons les turbines à combustion, les centrales thermiques à vapeur à cycle simple et à cycle combiné, les centrales nucléaires, les centrales hydrauliques, et les centrales éoliennes. Ce sont les moyens de production les plus matures et les plus utilisés. Pour chaque technologie de production, nous donnons une échelle relative de son rendement, de son coût marginal, de sa durée annuelle de fonctionnement, de son coût d'investissement et de son temps de réalisation (d'après Bastard *el al.* [2000], Stoft [2002], DGEMP [2003], et RAE [2004]). Dans un souci de clarté, nous distinguons le temps de réalisation et le temps de construction d'un ouvrage⁸. Le temps de construction représente le temps nécessaire pour construire l'ouvrage une fois que les démarches administratives préalables ont positivement abouti. Le temps de réalisation inclut le temps nécessaire à l'obtention des validations administratives.

1. 2. 1. 1. Turbines à combustion

Les turbines à combustion, ou les moteurs diesel à combustion interne, brûlent du gaz ou du pétrole et utilisent la détente des gaz produits pour activer un alternateur produisant l'électricité à la manière d'un moteur d'avion. Ces centrales sont caractérisées par un rendement énergétique bas. Leur coût marginal dépend du prix du combustible utilisé et de leur rendement. Le coût marginal des turbines à combustion est généralement le plus élevé de l'ensemble des moyens de production. Ces centrales fonctionnent donc peu d'heures par an,

⁷ Un alternateur est une machine électrique rotative qui convertit l'énergie mécanique fournie par un moteur (turbine, diesel, éolienne...) en énergie électrique.

⁸ Ici il s'agit d'une centrale de production. Ce sera une ligne électrique en 1.3.3.2.

moins d'une centaine⁹, à la pointe de consommation. Toutefois, leur coût d'investissement est faible et elles peuvent être construites et opérationnelles en un an.

1. 2. 1. 2. Centrales thermiques à vapeur à cycle simple

Les centrales thermiques à vapeur brûlent du charbon, du pétrole ou du gaz pour vaporiser de l'eau. La vapeur ainsi produite se détend dans une turbine à vapeur qui entraîne un alternateur produisant de l'électricité. Ces centrales sont caractérisées par un rendement moyen. Leur coût marginal dépend du prix du combustible utilisé et du rendement de la centrale. Par rapport à l'ensemble des moyens de production, ce coût marginal est moyen. Ces centrales fonctionnent donc en semi-base, c'est-à-dire 2000 à 6000 h/an. Leur coût d'investissement est lui aussi moyen par rapport à l'ensemble des autres moyens de production. Les centrales thermiques à vapeur alimentées par du gaz ou du pétrole peuvent se construire en deux à quatre ans suivant leur taille. Les centrales thermiques à vapeur alimentées par du charbon peuvent se construire en quatre à cinq ans suivant leur taille.

1. 2. 1. 3. Centrales thermiques à cycle combiné gaz

Les centrales à cycle combiné sont le fruit d'une technologie hybride entre turbine à combustion et centrale thermique à vapeur. Une turbine à combustion (ou plusieurs), généralement alimentée par du gaz, fonctionne en parallèle d'une turbine à vapeur. Le gaz d'échappement de la turbine à combustion est utilisé pour produire de la vapeur. Comme dans une centrale thermique à vapeur, la vapeur anime l'alternateur de la turbine à vapeur. Dans les centrales à cycle combiné, l'électricité est produite par la (ou les) turbine(s) à combustion et la turbine à vapeur. Ces centrales sont caractérisées par un très bon rendement. Leur coût marginal, bien qu'étant toujours dépendant du prix du combustible, est alors plus faible que celui des centrales à cycle simple. Par conséquent, ces centrales fonctionnent au-delà de la semi-base, jusqu'à 7000 h/an. Le coût d'investissement des centrales à « Cycle Combiné Gaz » (CCG) est du même ordre que celui des centrales gaz à cycle simple et elles peuvent être construites tout aussi rapidement en deux à quatre ans.

1. 2. 1. 4. Centrales nucléaires

Les centrales nucléaires fonctionnent grâce à l'énergie libérée par la fission d'atomes d'uranium. La chaleur qui résulte de la fission est transmise à un fluide caloporteur (qui transporte cette chaleur) qui est utilisé pour produire de la vapeur. Cette vapeur, comme dans le cas des centrales thermiques classiques, est utilisée dans un alternateur pour produire l'énergie électrique. Ces centrales sont caractérisées par un coût marginal très faible, dû tant au faible prix du combustible nucléaire qu'au très bon rendement énergétique de ces centrales.

⁹ Nous rappelons qu'une année contient 8760 heures.

Elles fonctionnent en base 7000 à 8000 h/an. Toutefois, leur coût d'investissement est très élevé et le temps de construction de ces centrales est relativement long. Les estimations les plus optimistes donnent cinq ans. En moyenne, on compte sept ans pour réaliser une centrale nucléaire.

1. 2. 1. 5. Centrales hydrauliques

Dans les centrales hydrauliques, l'énergie potentielle de chute de l'eau est utilisée pour produire de l'électricité. On distingue principalement deux types de centrales hydrauliques : les centrales hydrauliques au fil de l'eau et les centrales à réservoir.

Dans les centrales hydrauliques au fil de l'eau, l'eau est turbinée¹⁰ au fil du courant des cours d'eau. On dit que cette production est « fatale » pour deux raisons. Premièrement, si cette énergie ne sert pas à produire de l'électricité, elle est perdue. Deuxièmement, la production d'une centrale hydraulique au fil de l'eau est fortement dépendante du courant de l'affluent. Une légère modulation de la puissance de ces centrales est toutefois possible pour suivre la courbe de consommation.

Dans les centrales hydrauliques à réservoir, l'eau est stockée dans des réservoirs à l'aide de barrages, et est turbinée au rythme des besoins. Certaines turbines sont conçues pour fonctionner aussi comme pompes. Ces centrales peuvent alors stocker de l'eau dans les réservoirs aux moments de la journée où l'électricité est la moins chère. Pour l'exploitation de ces centrales, il est nécessaire de considérer le coût marginal de production et le coût d'opportunité de produire plus tard. Le coût marginal de production est réputé très faible, voire nul. Toutefois, la possibilité de stockage qu'offre cette technologie amène à considérer aussi le coût d'opportunité de produire à un moment où la production sera mieux valorisée. Les centrales à réservoir fonctionnent donc davantage en pointe ou en semi-base, quand l'énergie est plus chère. Le coût d'investissement de ces centrales est très élevé et leur temps de construction est relativement long.

Ce moyen de production électrique a été l'un des premiers mis en place dans la plupart des pays. Certaines régions peuvent encore accroître leur production hydro-électrique. Mais, les systèmes électriques où l'énergie hydraulique prédomine restent des exceptions. Et même dans de tels systèmes, l'opportunité de ne reposer que sur la production hydraulique est sujet à discussion, étant donné les incertitudes sur la quantité d'eau et d'énergie disponibles (Doucet [2004, 2005]). Le potentiel hydro-électrique de la majorité des pays développés est généralement déjà proche de son maximum (Mathieu [2006]). Très peu de nouveaux investissements hydro-électriques à réservoir sont planifiés. Donc, nous ne considérerons pas les investissements dans ces moyens de production.

¹⁰ Lors du turbinage, l'eau chute et actionne les turbines reliées aux alternateurs qui produisent de l'électricité. L'énergie potentielle de gravité de l'eau est ainsi convertie en énergie électrique.

1. 2. 1. 6. Centrales éoliennes

Les centrales éoliennes utilisent l'énergie mécanique véhiculée par le vent pour produire de l'électricité. La production électrique des éoliennes est considérée comme fatale pour les mêmes raisons que la production des centrales hydrauliques au fil de l'eau. Leur coût marginal est donc très faible. Cette production est particulièrement intermittente. Sa prévision est difficile du fait de l'erreur entourant les conditions météorologiques, notamment l'erreur entourant les prévisions de vent. La difficulté de prévision de cette énergie renforce la nature aléatoire de cette technologie (Hiroux [2007], Hiroux *et al.* [2006]). Le coût d'investissement de ces centrales est relativement élevé mais leur temps de construction est relativement court, de deux à trois ans.

1. 2. 2. Caractéristiques des différents moyens de production

Les caractéristiques technico-économiques des centrales électriques sont déterminantes pour leur investissement. Quatre d'entre elles doivent être prises en compte pour l'investissement d'une centrale électrique en particulier : le coût, marginal et fixe (en 1.2.2.1), la localisation du moyen de production qui peut faire varier ces coûts (en 1.2.2.2), le temps de réalisation des ouvrages (en 1.2.2.3), la dispatchabilité (en 1.2.2.4), et la disponibilité (en 1.2.2.5).

1. 2. 2. 1. Coûts de production

Deux caractéristiques économiques des moyens de production sont prises en compte pour l'investissement, le coût marginal de production et le coût d'investissement aussi appelé coût fixe.

Le coût marginal des moyens de production est fondamental pour la programmation de la production à court terme. En effet, c'est la caractéristique économique déterminante pour l'exploitation d'une centrale électrique existante. Le coût marginal de production est le coût d'une unité produite supplémentaire. Pour les centrales thermiques, c'est-à-dire pour la technologie la plus répandue, le coût marginal de production reflète principalement le coût du combustible utilisé et les autres coûts d'exploitation et de maintenance de la centrale (*Operation & Management Costs* en anglais). Le coût du combustible pour produire une certaine puissance électrique est évalué d'après le prix du combustible et la consommation spécifique de chaleur (en anglais : *heat rate*¹¹) de la centrale. Le *heat rate* est proportionnel à l'inverse du rendement énergétique : plus le *heat rate* est grand, moins la centrale est performante.

¹¹ La consommation spécifique de chaleur (*heat rate*) est le rapport entre le flux d'énergie primaire entrant dans la centrale (énergie contenue dans le combustible) et l'énergie électrique sortante (Stoft [2002]). La consommation spécifique de chaleur (*ou heat rate*) se mesure en kJ/kWh ou en BTU/MWh.

Le coût marginal varie beaucoup avec la technologie de production considérée. Pour les besoins d'une étude du système électrique sur le long terme, on suppose généralement que le coût marginal de production est indépendant du point de fonctionnement de la centrale. Par exemple, le coût marginal est le même que la centrale soit à « mi-charge » ou à « pleine charge ». Pour une technologie de production donnée, il peut varier d'une centrale à l'autre si elles ont des rendements énergétiques différents. Le rendement énergétique d'une centrale décroît généralement avec son âge.

Cette diversité explique que des technologies différentes entrent en fonctionnement pour différentes situations de consommation du système. On utilise d'abord toutes les capacités disponibles des centrales à coût marginal faible, avant d'utiliser d'autres technologies à coût marginal plus important. La figure 1.5 représente différents empilements de coûts marginaux par coût croissant. On remarque d'abord la grande diversité des coûts marginaux, représentés par les différents paliers (voir aussi le tableau 1.1). En outre, on remarque que, quand le système arrive à ses limites de capacité de production (toutes les centrales disponibles sont utilisées à leur capacité maximale), les coûts marginaux augmentent considérablement. Sur la figure 1.5, cet effet est amplifié par le très faible coût marginal du nucléaire.

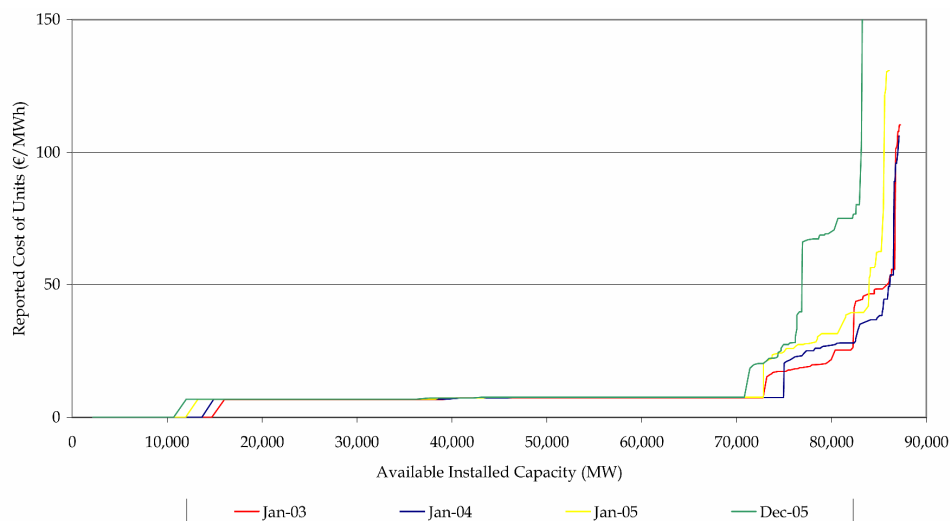


Figure 1.5 Courbes de coûts marginaux pour la France (London Economics [2007])

Le coût d'investissement est le coût fixe nécessaire à la réalisation de la centrale de production. Pour les besoins des calculs économiques, ce coût est généralement actualisé¹² sur

¹² Un coût C actualisé au taux a pendant T années consiste à trouver l'annuité A telle que $C = \sum_{t=1}^T \frac{A}{(1+a)^t}$ soit $A = \frac{aC}{1-(1+a)^{-T}}$ (Stoft [2002]).

la durée de vie estimée de la centrale et exprimé en €/kW/an. On observe une grande diversité des coûts d'investissement des moyens de production (voir tableau 1.1).

Tableau 1.1 Coût marginal et coût d'investissement de production
Sources : DGEMP [2003], IGF-CGM [2004], RAE [2004]

Technologie de production	Coût marginal (€/MWh)	Coût d'investissement (€/kW/an)
<i>Turbine à Combustion</i>	92	29
<i>Charbon</i>	14-15	118-135
<i>Cycle simple Gaz</i>	33	49
<i>Cycle Combiné Gaz</i>	15-32	40-54
<i>Nucléaire</i>	6-7	136
<i>Hydraulique</i>	0	-
<i>Éolien onshore</i>	0	77
<i>offshore</i>	0	90

Dans ce tableau, nous constatons que les coûts d'investissement des centrales sont généralement d'autant plus faibles que leurs coûts marginaux sont élevés (et inversement). Les moyens de production en base ont un coût d'investissement élevé et un coût marginal faible. À l'inverse, les moyens de production en pointe ont un coût d'investissement faible et un coût marginal élevé. N'investir que dans les moyens de production de base permet d'avoir un coût d'exploitation faible mais avec un coût d'investissement élevé. N'investir que dans les moyens de production de pointe permet d'avoir un coût d'investissement faible mais avec un coût d'exploitation élevé. Un arbitrage entre les différents types de moyens de production est donc nécessaire pour réaliser un investissement au moindre coût total.

La définition du mix énergétique devra prendre en compte la grande diversité des coûts d'investissement et des coûts marginaux de l'ensemble des technologies et à technologie donnée (section 2). Ce sont ces différents coûts et notamment le rapport entre les coûts d'investissement en production, les coûts marginaux et la durée de fonctionnement des centrales qui détermineront la capacité de chacun des moyens de production dans le mix énergétique (Stoft [2002]).

1. 2. 2. 2. Localisation de la production d'électricité

Le coût de production, marginal et fixe, peut varier avec la localisation du moyen de production. Ainsi, l'accès à l'énergie primaire est un facteur important de la localisation d'une centrale (RTE [2004c]).

Le prix du combustible peut varier avec le lieu où il est consommé. La variation du coût complet des centrales à cycle combiné gaz en Europe en est un exemple (voir figure 1.6). On constate que le gaz nécessaire aux CCG est moins cher en Belgique qu'en Italie. La

localisation du moyen de production doit donc être prise en compte pour déterminer entre autres son coût marginal.

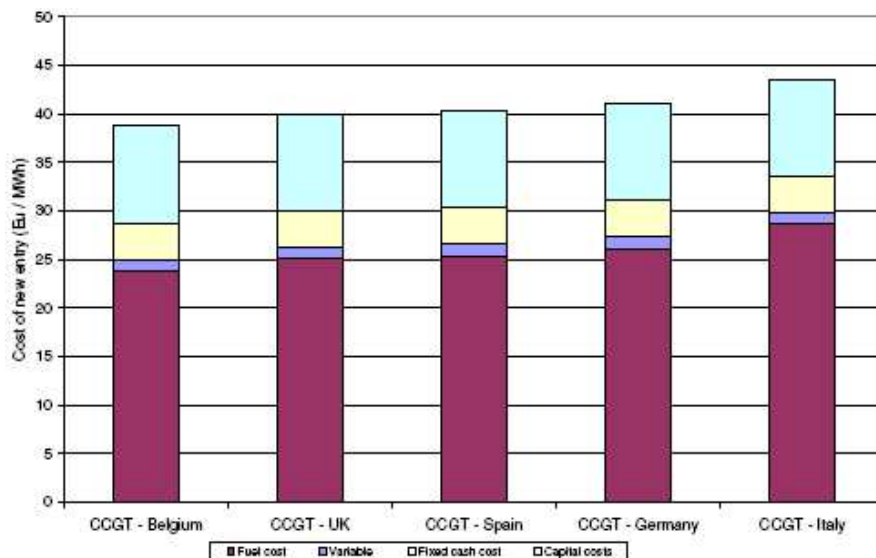


Figure 1.6 Coût complet d'une centrale à cycle combiné gaz en Europe (CSFB [2004])

La disponibilité et la température de la source froide nécessaire aux centrales avec turbines à vapeur peuvent aussi modifier le coût de production d'une centrale. En effet, ces centrales sont d'autant moins efficaces que la température de leur source froide est élevée¹³. Le débit de la source froide est aussi un critère de localisation des centrales électriques.

Le coût d'investissement pour une technologie de production donnée peut aussi varier suivant le lieu de localisation du moyen de production, toute chose étant égale par ailleurs. Le coût du terrain peut notamment accroître le coût d'investissement de production. Par exemple, en Angleterre, le coût foncier entre le Nord (où se situe la majorité de la production électrique) et le Sud (où se situe la majorité de la consommation) varie d'un facteur 10 (GVO [2007]) et limite les possibilités d'installation de centrales électriques dans le sud du pays.

Les problèmes d'acceptabilité des centrales dans les zones densément peuplées accroissent indirectement le coût d'investissement en retardant voire en empêchant l'installation des centrales.

Compte tenu de ces différents éléments, nous pouvons évaluer la flexibilité en termes de localisation des différents moyens de production (tableau 1.2).

¹³ La température des sources froides et des eaux rejetées par les moyens de production constitue l'un des éléments qui a causé des problèmes d'alimentation lors de la canicule de l'été 2003 en France (DGEMP [2004]).

Tableau 1.2 Flexibilité en termes de localisation des différents moyens de production

Technologie de production	Flexibilité en termes de localisation
<i>Turbine à Combustion</i>	Très forte
<i>Charbon</i>	Moyenne
<i>Cycle simple Gaz</i>	Forte
<i>Cycle Combiné Gaz</i>	Forte
<i>Nucléaire</i>	Faible
<i>Hydraulique</i>	Faible
<i>Éolien onshore</i>	Moyenne
<i>offshore</i>	Moyenne

Grâce aux multiples combustibles pouvant leur servir d'énergie primaire, les turbines à combustion ont peu de contraintes de localisation. À l'opposé, les centrales à charbon et les centrales nucléaires sont peu voire très peu flexibles. Les centrales à charbon doivent, soit être proches d'une mine, soit être desservies par un moyen de transport (rail, camions, bateau) ce qui limite quelque peu leur possibilité de localisation et augmente éventuellement leur coût de combustible livré. Pour les centrales à charbon les plus efficaces, qui sont aussi généralement les plus grosses, des sources froides avec des débits importants sont nécessaires. De même, du fait de leur taille, les centrales nucléaires ont besoin de sources froides avec un débit important. Les grosses centrales à charbon et les centrales nucléaires sont donc localisées à proximité de fleuves ou en bord de mer. De plus, l'installation de nouvelles centrales d'une capacité de production importante fait généralement face à l'opposition des riverains, surtout si elles sont nucléaires. Les centrales au gaz et les centrales éoliennes sont relativement flexibles en termes de localisation comparativement aux centrales nucléaires et aux centrales à charbon. Avec des tailles unitaires plus faibles, les centrales au gaz ont moins de contraintes de localisation liées à la source froide. Grâce à l'extension des réseaux de transport de gaz, les centrales à gaz ont davantage de choix de localisation. Pour les centrales éoliennes, la localisation est avant tout déterminée par le facteur de charge que le producteur peut attendre. À l'échelle d'une région ou d'un pays, les zones venteuses peuvent être très localisées. Mais à l'échelle de tout un continent, les zones venteuses sont davantage réparties et offrent plus de choix en termes de localisation.

L'ensemble de ces facteurs conduit généralement à une concentration des moyens de production, localisés par technologie (RTE [2004c]). La concentration des moyens de production dans certaines zones peut alors exacerber les problèmes de coordination entre le réseau de transport et la production.

1. 2. 2. 3. Temps de réalisation et capacité des investissements

Deux autres grandeurs caractérisent les différents moyens de production, le temps de réalisation des investissements et le rapport « temps de réalisation sur capacité des centrales ».

La capacité des investissements en production est généralement standardisée. Cette capacité fixe la puissance maximale que la centrale de production pourra délivrer. Le temps de réalisation des centrales est un élément structurant de la coordination spatiale et temporelle des investissements en production et en réseau (cf. chapitre 4). C'est notamment la différence de dynamique d'investissement qui importe et le rapport entre la taille des investissements en production et leur temps de réalisation.

Tableau 1.3 Délai de réalisation d'une unité de production suivant sa technologie
Sources : RAE [2004], DGEMP [2003]

Technologie de production	Temps de réalisation	Capacité indicative (MW)	Rapport capacité sur temps de construction (MW/an)
<i>Turbine à Combustion</i>	1 an	40	40
<i>Charbon</i>	4 à 5 ans*	De 150 à 1600*	30 à 400*
<i>Cycle combiné Gaz</i>	2 ans	800	400
<i>Nucléaire</i>	5 à 7 ans	1600	200 à 300
<i>Hydraulique</i>	-	-	-
<i>Éolien onshore</i>	2 ans	24	12
<i>offshore</i>	2 ans	96	48

*Suivant les technologies

Ce tableau nous permet ainsi de voir que l'accueil sur le réseau de certains moyens de production sera d'autant plus problématique qu'ils ont une capacité importante et qu'ils se construisent rapidement. Dans la suite de notre thèse, nous nous intéresserons aux centrales à cycle combiné gaz, tant du fait de leur rapport « capacité sur temps de construction » que de leur compétitivité vis-à-vis des autres moyens de production. Nous nous intéresserons également aux fermes éoliennes, et ceci pour trois raisons. Tout d'abord, leur capacité installée est non négligeable sur les niveaux de tension auxquelles elles sont raccordées. Ensuite, elles sont souvent concentrées géographiquement et peuvent ainsi influencer les flux sur le réseau de transport. Enfin, elles présentent aussi des caractéristiques de fonctionnement qui les distinguent de façon significative des autres moyens de production.

1. 2. 2. 4. Dispatchabilité

La dispatchabilité des moyens de production renvoie au fait que la puissance produite par une centrale peut être contrôlée par le producteur. Dans ce cadre, on distingue généralement les moyens de production conventionnels thermiques et hydrauliques à réservoir, des moyens à production fatale.

L'exploitant de moyens de production conventionnels thermiques et hydrauliques à réservoir peut fixer la puissance produite. Ces moyens de production conventionnels sont dits dispatchables. En simplifiant, c'est-à-dire en ne prenant pas en compte les contraintes qui

imposent un fonctionnement à une puissance inférieure à la puissance maximale¹⁴, les moyens de production dispatchables fournissent généralement leur puissance maximale (figure 1.7). En effet, d'après l'empilement des coûts marginaux croissants, on constate que l'ensemble des productions inférieures à la consommation est démarré au maximum. Seul le dernier producteur appelé, le producteur marginal, peut ne pas avoir à fournir sa puissance maximale.

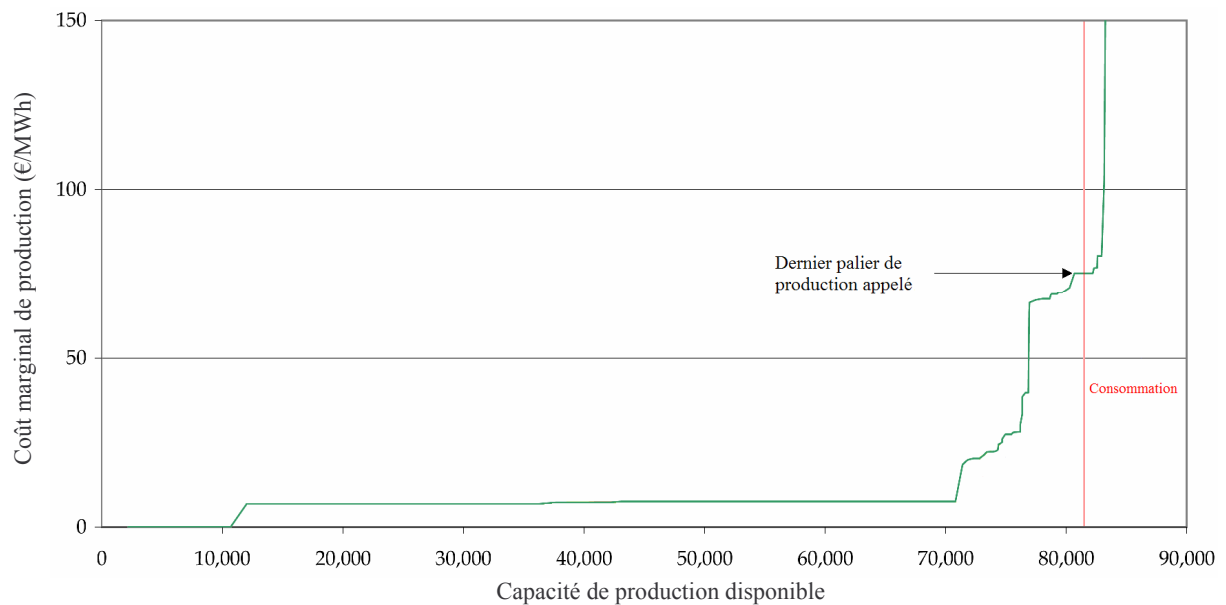


Figure 1.7 Préséance économique et niveau de démarrage des centrales de production

L'exploitant des centrales à production fatale subit la puissance produite face aux conditions extérieures (vitesse du vent pour les éoliennes, force du courant pour les centrales au fil de l'eau, etc.). Ces moyens à production fatale sont dits non-dispatchables. Les moyens de production non-dispatchables fournissent rarement leur puissance maximale. Leur fonctionnement est alors caractérisé par leur monotone de production aussi appelée productible. La monotone de production est définie de la même façon que la monotone de charge, en classant du plus grand au plus petit les niveaux de production horaires des 8760 heures d'une année. La monotone de charge est donc le diagramme qui reprend en ordonnée la charge (qui peut être exprimée en pourcentage de la puissance installée) et en abscisse le temps (qui peut être exprimée en pourcentage de l'année) pendant lequel la charge a dépassé la valeur en ordonnée. Par exemple, la figure 1.8 représente la monotone de production électrique ou productible des éoliennes en Allemagne en 2003. La puissance produite en pourcentage de la puissance installée est en ordonnée. L'occurrence dans le temps de la

¹⁴ Le démarrage et la variation de puissance d'une unité de production ne sont pas instantanés. Par ailleurs, le GRT a besoin de « marges de production » pour couvrir les aléas de consommation et de production.

puissance produite est en abscisse. On voit que ces éoliennes ne fonctionnent quasiment jamais à pleine puissance et qu'elles fonctionnent à moins de 25% de leur puissance 80% du temps environ.

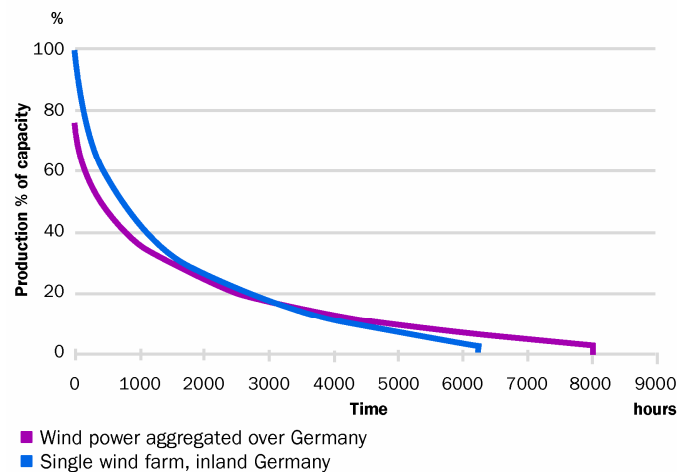


Figure 1.8 Productible éolien en Allemagne, 2003 (EWEA [2005])

1. 2. 2. 5. Disponibilité

Une centrale est dite disponible quand elle peut produire lorsqu'on lui en donne l'ordre, indépendamment de sa dispatchabilité. Une centrale de production peut présenter des indisponibilités fortuites ou programmées. Les indisponibilités fortuites surviennent lors d'incidents qui empêchent le fonctionnement normal de la centrale. Dans les cas les plus extrêmes, la centrale n'arrive pas à démarrer comme prévu, ou elle doit être arrêtée complètement pour des problèmes techniques¹⁵. Les indisponibilités programmées renvoient aux périodes de maintenance des centrales de production.

Pour les moyens de production conventionnels, la disponibilité moyenne des différents types de centrales est relativement bien connue grâce aux données historiques. Néanmoins, l'échelonnement de la maintenance des différentes centrales peut varier et la combinatoire des plans de maintenance des différentes centrales peut être conséquente.

Pour la production électrique éolienne, la disponibilité est un facteur local qui est fonction des conditions météorologiques. Ce facteur varie de façon saisonnière. La figure 1.9 présente le facteur de charge (*capacity factor*) mensuel de l'Allemagne. Le facteur de charge est le rapport entre la puissance produite et la puissance installée.

¹⁵ Dans certaines conditions, les unités de production ne peuvent pas atteindre leur niveau stipulé de production. Par exemple, une centrale à charbon peut avoir des problèmes pour atteindre le niveau maximal de production si les stocks de charbon sont humides, si la température de l'eau de refroidissement est trop élevée, ou si l'un des équipements ne fonctionne pas correctement.

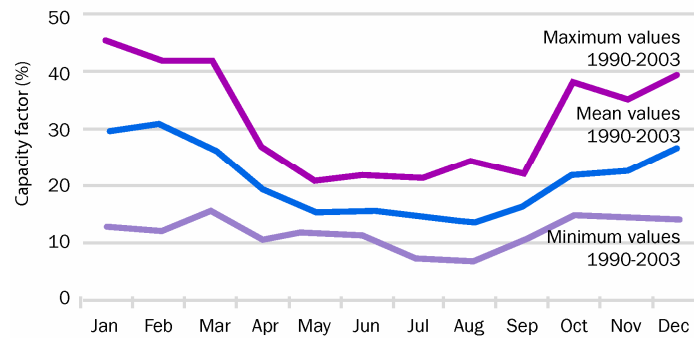


Figure 1.9 Production électrique éolienne en fonction du mois de l'année en Allemagne Moyenne entre 1990 et 2003 (EWEA [2005])

Ce facteur de charge peut aussi varier quotidiennement et peut être corrélé ou non à la consommation (voir figure 1.10). Par ailleurs, les prévisions de ce facteur peuvent être erronées, du fait d'erreurs de prévision sur la force motrice (par exemple, courant d'eau pour les centrales hydrauliques au fil de l'eau ou vitesse du vent pour les éoliennes). L'exemple le plus typique est l'erreur sur la prévision éolienne journalière du fait de l'erreur de prévision météorologique sur le vent¹⁶.

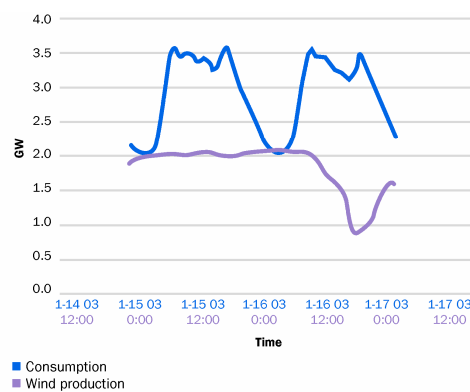


Figure 1.10 Exemple de variation de puissance éolienne et de la consommation en hiver 2003 au Danemark (EWEA [2005])

1. 2. 3. Conclusion sur la production

Nous avons présenté et caractérisé différents moyens de production du point de vue des investissements. Nous avons ainsi constaté que les moyens de production sont très divers par rapport à leurs coûts marginaux et fixes, à la possibilité de prévoir leur puissance de

¹⁶ Voir Giebel *et al.* [2003] pour un état de l'art de la prédiction à court terme de la production éolienne.

fonctionnement, à leur flexibilité en termes de localisation et au temps de réalisation des centrales. Par rapport à toutes ces caractéristiques, deux moyens de production présentent des perspectives d'investissement importantes tant en volume qu'en nombre d'unité : les Cycle Combiné Gaz (CCG) et les centrales éoliennes. Les CCG sont des moyens de production conventionnels avec une capacité de production relativement importante. Ces centrales peuvent être installées en très peu de temps. Les centrales éoliennes ont des tailles unitaires relativement faibles. Mais les contraintes de localisation peuvent induire une concentration géographique massive. Cette concentration couplée à l'intermittence de la puissance éolienne peut poser problème. Cette intermittence demande de renouveler les modes opératoires du système électrique (Hiroux [2007]) et de prendre davantage en compte les aléas de production dans la planification du système électrique. Pour ces raisons, la coordination entre les investissements de ces deux moyens de production et les investissements en réseau représente un enjeu fort¹⁷.

Nous présentons maintenant les éléments techniques et économiques du réseau de transport nécessaires à l'étude de la coordination entre la production et le transport d'électricité à long terme.

1.3. TRANSPORT

Le rôle principal du réseau de transport d'électricité est de transporter l'énergie électrique des moyens de production de capacité importante (afin de bénéficier d'économies d'échelle) vers les grands centres de consommation (gros consommateurs et distributeurs). Ces moyens de production massifs sont généralement éloignés des centres de consommation. Ainsi, les réseaux de transport couvrent généralement de grandes étendues et transportent l'énergie à l'échelle nationale et continentale. Le réseau de répartition transporte quant à lui l'énergie à l'échelle régionale. Suivant les pays, le réseau de répartition est rattaché au réseau de transport ou au réseau de distribution¹⁸.

Le transport d'électricité se réalise à haute et à très haute tension^{19, 20} (généralement supérieure à 150 kV). L'utilisation de hautes tensions permet de diminuer les pertes lors du transport de l'énergie. Pour des raisons de sécurité, l'électricité est produite et consommée à

¹⁷ Cet enjeu existe aussi bien pour les investissements de production nucléaire ou charbon, mais le très faible nombre d'unités de ce type envisagées dans l'avenir permet un traitement plus individualisé.

¹⁸ Par exemple, le réseau de transport français inclut le réseau de répartition jusqu'à 50 kV, alors que le réseau de transport anglais se limite aux tensions supérieures à 150 kV. Dans un tel cas, pour distinguer le réseau de répartition du réseau à très haute tension, on nomme ce dernier réseau de grand transport.

¹⁹ La tension reflète l'énergie potentielle qui est susceptible d'être libérée par une charge électrique (Bastard [1998]). Elle est mesurée en Volts, de symbole V. Dans l'industrie électrique, le multiple le plus courant est le kilovolt (1 kV = 1000 V).

²⁰ La tension du réseau de répartition se situe entre 50 kV et 150 kV.

des niveaux de tension plus faibles que ceux auxquels elle est transportée²¹. Des transformateurs ayant pour fonction d'augmenter ou de diminuer la tension sont donc nécessaires pour passer d'un niveau de tension à un autre.

Un réseau de transport d'électricité est principalement constitué de lignes électriques et de transformateurs, eux-mêmes assimilables à des lignes électriques avec des caractéristiques particulières. Ces lignes (ou couloirs de lignes) relient les « nœuds » électriques où différentes lignes peuvent être connectées.

Nous nous concentrons sur les caractéristiques techniques et économiques ayant une influence sur l'investissement en réseau de transport. Pour profiter des bénéfices d'un réseau de transport, celui-ci doit être exploité dans les limites de fonctionnement autorisées. Ces limites ou contraintes du réseau sont exprimées par des bornes de fonctionnement sur certaines variables du réseau (fréquence, flux de puissance sur les lignes, niveau de tension, etc.). Cependant, nous ne nous intéresserons qu'au respect des contraintes de capacité de transport, en supposant acquis l'équilibre du système²². Les contraintes de capacité de transport sont liées principalement au flux maximal de puissance pouvant circuler sur chacune des lignes du réseau²³. Ces contraintes de capacité ont une importance particulière dans les réseaux électriques car le flux d'électricité sur la plupart des lignes est difficilement contrôlable. Les flux électriques sur les réseaux à courant alternatif sont régis par les lois physiques de Kirchhoff. Les lignes dites à courant continu sont de plus en plus intégrées dans les réseaux à courant alternatif car les flux de puissance qui y transitent sont contrôlables.

Afin de comprendre le fonctionnement du réseau, ses limites et son développement, nous commencerons par exposer le fonctionnement du réseau de transport et les lois physiques qui le régissent. Puis, nous présenterons les limites qui contraignent son fonctionnement. Enfin, nous décrirons les caractéristiques de coût des principaux éléments qui constituent un réseau de transport d'électricité.

1. 3. 1. Le réseau de transport et son fonctionnement

Les réseaux de transport d'électricité ont des particularités physiques qui les distinguent significativement des autres réseaux d'infrastructures. Tout d'abord, le transport d'électricité peut se faire sous deux formes, sous courant alternatif (AC pour *Alternating Current*) ou sous courant continu (DC pour *Direct Current*). Le courant alternatif est un courant électrique qui

²¹ Un alternateur de centrale thermique fonctionne sous 20 à 30 kV, les moteurs industriels fonctionnent sous quelques kV et les foyers domestiques sont alimentés en 220 V (Bastard *et al.* [2000]).

²² Pour un traitement du problème d'équilibrage du système électrique à court terme, voir Saguan [2007].

²³ Les autres types de limites, comme concernant le niveau de tension aux nœuds ou celles de stabilité, ne seront pas traitées dans cette thèse. Comme pour les limites thermiques, une limite de stabilité peut être spécifiée comme un maximum de flux qui peut passer par la ligne (Stoft [2002]). Pour un traitement des limites de niveau de tension, voir Moreno [2005] et Hennebel [2007].

change périodiquement de sens, plusieurs fois par seconde (fréquence 50 Hz ou cycles par seconde en Europe)²⁴. Un courant continu est un courant qui ne change pas de sens. Selon que le transport d'électricité se fait sous courant continu ou alternatif, les flux qui transitent sur les éléments de réseau sont contrôlables ou non.

Le concept de réseau de transport synchrone²⁵, présenté en 1.3.1.1, fait référence à ces caractéristiques technologiques de fonctionnement du réseau. Un tel réseau de transport fonctionne physiquement comme une seule machine synchronisée. En conditions normales, le fonctionnement d'un réseau synchrone de transport d'électricité peut être décrit par des équations. Ces équations sont fondamentales pour comprendre l'utilisation des éléments du réseau, pour la maîtriser et la maintenir dans les limites autorisées. Nous insisterons en particulier sur les équations du réseau à courant alternatif et sur les pertes liées au transit de puissance sur le réseau.

1. 3. 1. 1. Réseau de transport, courant alternatif et courant continu

Nous ne nous intéressons qu'aux lignes électriques et aux transformateurs de puissance. Les autres éléments de réseau tels que les bancs de capacités, les selfs (inductances) ou FACTS (*Flexible Alternating Current Transmission Systems*)²⁶ ne sont pas traités dans cette thèse.

Il existe deux technologies principales pour les éléments du réseau de transport d'électricité. Pour distinguer ces deux familles, nous adaptons la définition de la dispatchabilité (voir 1.2.1) aux éléments du réseau. La dispatchabilité est la propriété physique de pouvoir réguler la puissance fournie ou consommée. La dispatchabilité d'un élément de réseau consiste donc à pouvoir contrôler la quantité de flux qui transite via cet élément.

Les lignes électriques les plus communes (Bastard [1998], Stoff [2002]) à courant alternatif (*Alternative Current – AC*) ne sont pas dispatchables. De nouvelles technologies permettent à certains éléments du réseau d'être dispatchables. Parmi les éléments de réseau dispatchables (Cole *et al.* [2005]), nous ne nous intéresserons qu'aux lignes à Courant Continu en Haute Tension dites lignes HVDC (*High Voltage Direct Current*) ou DC.

Les lignes DC fonctionnent en courant continu. Une station dite de conversion est nécessaire pour intégrer une ligne DC dans un réseau AC. Une station de conversion permet de convertir du courant alternatif en courant continu et inversement. Son coût

²⁴ Un circuit alimenté en courant alternatif présente une tension et un courant sinusoïdaux, corrélés par un angle de déphasage.

²⁵ C'est-à-dire avec la même fréquence sur l'ensemble du réseau en fonctionnement normal.

²⁶ Pour une étude des FACTS, voir Habur-O'Leary [2000] et Cole *et al.* [2005]. Pour savoir comment ils sont utilisés sur un réseau de transport voir Moreno [2005] et Hennebel [2007].

d'investissement est loin d'être négligeable mais ce dispositif permet à l'opérateur d'une ligne DC de contrôler directement le flux de puissance qui y transite²⁷. Des réseaux uniquement reliés par des liaisons à courant continu peuvent être considérés comme indépendants du point de vue du comportement physique, du fait de la dispatchabilité des lignes DC.

L'étendue d'un réseau de transport synchrone est définie par l'existence d'au moins un chemin qui n'est constitué que d'éléments de réseau alternatif pour aller d'un nœud à un autre du réseau. Certains réseaux sont reliés à la fois par des éléments en courant continu et des éléments en courant alternatif. Par exemple, la Grèce et l'Italie font partie du même réseau de transport synchrone (figure 1.11). Certes, il existe une ligne à courant continu entre ces deux pays. Mais ces deux pays sont reliés par un réseau à courant alternatif passant par les Balkans. Dans un tel cas, c'est le lien en courant alternatif qui prévaut.



Figure 1.11 Liaisons électriques en courant alternatif et courant continu entre la Grèce et l'Italie

Source : www.ucte.org

Un réseau de transport synchrone se définit physiquement à partir de tous les éléments en courant alternatif connectés entre eux et qui constituent une grande mais unique machine synchrone. Cette définition considère un réseau de transport composé de plusieurs réseaux de transport interconnectés par au moins une liaison à courant alternatif. Une fois interconnectés en courant alternatif, ces « sous-réseaux » se comportent physiquement comme un seul réseau. Des actions dans n'importe quel nœud du réseau (injection ou soutirage) peuvent modifier sa fréquence et les flux de puissance sur toutes les lignes composant le réseau (voir 1.3.1.2).

²⁷ Dans un réseau à courant alternatif, l'opérateur du réseau ne contrôle les flux qu'indirectement par les choix de topologie (modification du maillage du réseau) ou par ses interventions sur la production dont la puissance peut encore être modifiée dans la fenêtre opérationnelle qui précède le temps réel.

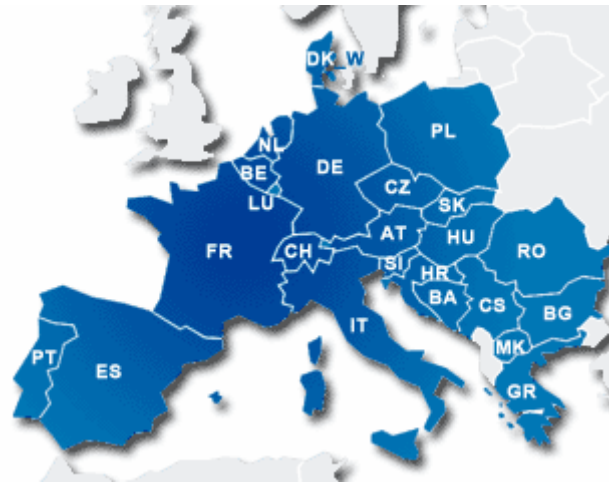


Figure 1.12 Réseau de transport UCTE (source : www.ucte.org)

Un exemple typique d'un réseau de transport interconnecté en courant alternatif est le réseau UCTE. Dans cet exemple, chaque pays européen possède son réseau de transport. Ils sont interconnectés en courant alternatif, donc synchronisés, et fonctionnent comme un réseau de transport unique (figure 1.12)²⁸. Un réseau à courant alternatif est isolé en termes de courant alternatif d'autres systèmes électriques, du fait de liens uniquement en courant continu ou du fait de l'absence de liens électriques.

1. 3. 1. 2. Équations du réseau à courant alternatif

On distingue deux types de topologie pour caractériser l'écoulement des flux électriques sur les réseaux de transport. La topologie la plus simple est la topologie radiale. Dans un réseau radial, un seul chemin relie deux nœuds du réseau en suivant les lignes électriques. Par exemple, c'est le cas de certaines parties des réseaux de transport en Argentine (voir figure 1.13), au Chili (Raineri [2006]) ou dans des pays d'Amérique Centrale²⁹. Sur ces réseaux (ou parties de réseaux), la répartition du flux électrique est simple puisqu'un seul chemin électrique s'offre à lui.

²⁸ Cette définition d'un réseau de transport synchrone s'applique aussi à des réseaux de transport d'une région géographiquement et (donc) électriquement isolée ou n'ayant que des liaisons à courant continu avec d'autres systèmes électriques. En Europe, citons l'exemple de la Grande Bretagne et celui des pays du Nordel (constitué des réseaux du Danemark Est, de la Finlande, de la Norvège et de la Suède). Ces deux réseaux ne sont interconnectés avec l'UCTE et avec d'autres réseaux que par des lignes à courant continu.

²⁹ Voir le site du régulateur du marché régional électrique d'Amérique Centrale, www.crie.org.gt.

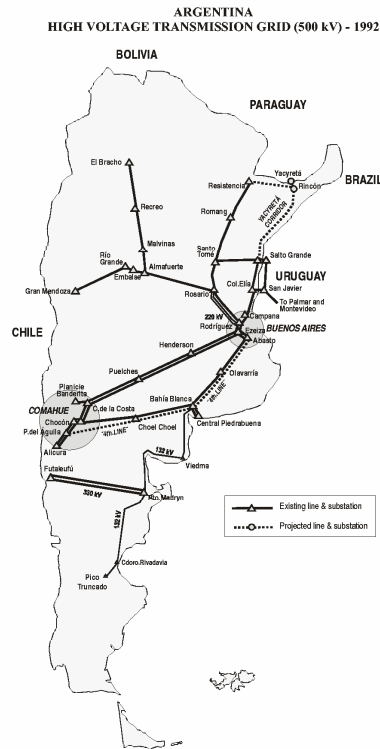


Figure 1.13 Les branches isolées du réseau argentin (Nord-Ouest et Sud) sont radiales
Source : Littlechild [2004b]

D'autres réseaux de transport sont au contraire maillés. Le maillage d'un réseau signifie qu'il existe plusieurs chemins, en suivant les lignes électriques, pour aller d'un nœud à un autre du réseau. La figure 1.14 est un exemple de réseau maillé.



Figure 1.14 Réseau de transport 400 kV de la France (RTE [2007]),
exemple de réseau maillé

Les flux électriques se répartissent sur ces différents chemins en suivant les lois physiques de Kirchhoff (Bastard [1998]). Par rapport aux autres réseaux d'infrastructures (gaziers, d'eau, de télécommunications, etc.), les lois de Kirchhoff sont une spécificité des réseaux électriques, qu'ils soient à courant alternatif ou à courant continu. Sur un réseau de transport à courant alternatif, les flux de puissance sur les différents éléments ne peuvent pas être contrôlés directement. La répartition des flux de puissance sur les différents éléments du réseau dépend essentiellement de la localisation et du niveau de la consommation, de la localisation et du niveau de la production, de la topologie du réseau et de l'impédance³⁰ des lignes électriques (RTE [2004c]). Pour maîtriser les flux sur un réseau alternatif, il faut donc agir sur l'un de ces quatre éléments. Aussi, ces lois physiques induisent une difficulté pour la gestion économique des contraintes du réseau.

Les lois de Kirchhoff sont linéaires. Elles utilisent des grandeurs physiques qui ne sont pas contrôlables ni observables sur le réseau de transport d'électricité, notamment les courants circulant sur les lignes électriques. Aussi, les lois de Kirchhoff sont généralement transformées en équations dites « de réseau » pour un réseau alternatif (Bastard [1998], Stoff [2002]). Les équations de réseau expriment les flux de puissance transitant sur les lignes en fonction des caractéristiques électriques du réseau de transport (topologie, impédances des lignes et transformateurs) et de l'ensemble des injections et soutirages de puissance sur le réseau. Les équations de réseau sont non-linéaires. Elles lient les puissances actives³¹ et réactives³² aux tensions sur le réseau. Et ces grandeurs sont observables ou contrôlables sur un réseau de transport d'électricité.

Les équations du réseau peuvent être linéarisées autour d'un point de fonctionnement du système. La linéarisation de ces équations permet de définir des coefficients d'influencement, communément appelés PTFs (*Power Transfer Distribution Factors* en anglais). Ces coefficients d'influencement lient la répartition des flux sur le réseau avec l'ensemble des injections et soutirages par une simple multiplication matricielle. Pour une ligne particulière, un coefficient d'influencement permet d'exprimer la variation relative de flux de puissance due au changement de l'injection et du soutirage associés à une paire de nœuds (Wood-Wollenberg [1996], Baldick [2003]). Ces coefficients sont normalement dépendants du point de fonctionnement. Cependant, les principales propriétés de ces coefficients et des équations

³⁰ L'impédance est l'expression de l'opposition qu'un composant électrique offre au passage d'un courant alternatif.

³¹ La puissance électrique active représente la valeur moyenne de la puissance sinusoïdale (alternative) échangée entre un alternateur ou un appareil électrique et le réseau. La puissance active est souvent qualifiée de puissance utile, par opposition à la puissance réactive, puisqu'elle correspond à la partie de la puissance qui transfère durablement l'énergie.

³² La puissance réactive, « collatérale » à la puissance active, est de valeur moyenne nulle. Elle fournit de l'énergie puis la reprend immédiatement. Elle permet néanmoins de stabiliser le fonctionnement du réseau en contrôlant le niveau de tension du réseau.

de réseau sur un réseau alternatif peuvent être vues dans une version linéarisée sous « l'approximation du courant continu » (*DC load flow model*)³³. Sous l'approximation du courant continu, les PTDFs sont indépendants du point de fonctionnement. Les PTDFs peuvent alors être obtenus à l'aide d'inversions de matrices basées sur la topologie du réseau et sur les impédances des lignes (Schweppe *et al.* [1988]).

Pour illustrer l'utilisation des PTDFs, considérons le réseau maillé le plus simple, c'est-à-dire un réseau de trois nœuds et trois lignes (figure 1.15). Nous supposons que les trois lignes possèdent la même impédance. Pour les besoins du calcul de la matrice PTDF, nous choisissons le nœud 1 comme nœud bilan³⁴. En utilisant l'approximation du courant continu, nous pouvons calculer les PTDFs (tableau 1.4). Les valeurs représentées dans ce tableau correspondent à la répartition de puissance sur les différentes lignes électriques (lignes du tableau) pour une injection sur un nœud quelconque (colonnes du tableau) et un soutirage d'autant au nœud bilan. À partir de ces PTDFs, il est possible d'évaluer la contribution au flux sur chaque ligne de n'importe quelle paire injection-soutirage. Pour notre exemple, une injection au nœud 1 d'une unité de puissance (1 MW) et un soutirage au nœud 2 crée un flux de 1/3 MW sur les lignes 3-2 et 1-3, et un flux de 2/3 MW sur la ligne 1-2. Pour une transaction entre les nœuds 2 et 3, il suffit de la décomposer en une transaction entre les nœuds 2 et 1 et entre les nœuds 1 et 3.

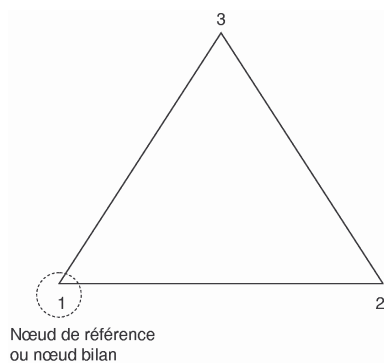


Figure 1.15 : Réseau à 3 nœuds et 3 lignes

Tableau 1.4 PTDFs

Nœud \ Ligne	1	2	3
1-2	0	2/3	1/3
2-3	0	-1/3	1/3
3-1	0	-1/3	-2/3

Le flux sur les lignes 2-3 et 3-1 est appelé flux parallèle (*loop flow* en anglais) car il s'effectue en parallèle du chemin le plus direct pour la transaction 1-2, c'est-à-dire en parallèle de la ligne 1-2.

³³ Contrairement à son appellation, l'« approximation du courant continu » n'est utilisée que pour les réseaux fonctionnant à courant alternatif. Cette approximation suppose principalement que les différences de phases (angle du vecteur de tension) entre les nœuds sont très petites et que le niveau de tension est fixe. Cette approximation permet alors de ne considérer que la puissance active et d'ignorer la puissance réactive. Ces hypothèses permettent de linéariser et de simplifier les équations définissant les flux de puissance active sur chaque ligne (Baldick [2003]).

³⁴ Le nœud bilan sert de référence pour l'angle de déphasage de la tension.

En conclusion, l'utilisation de coefficients d'influençement (PTDFs) calculés sous l'approximation du courant continu permet de connaître la répartition de flux sur les lignes du réseau d'après les injections et les soutirages. Malgré les simplifications de cette méthode d'approximation (absence de considération des pertes d'énergie et des problèmes de tension ou de puissance réactive), les PTDFs linéarisés sont proches de la réalité (Baldick [2003]). L'approximation du courant continu sur les réseaux à courant alternatif est utilisée dans la plupart des études technico-économiques car elle suffit pour comprendre les spécificités technico-économiques les plus significatives des réseaux de transport. Nous retiendrons pour la suite cette version simplifiée et linéaire des équations de réseau.

1. 3. 1. 3. Pertes Joule

Jusqu'à maintenant, nous avons implicitement supposé que le transport d'électricité s'effectuait sans perte. En réalité, le transport d'électricité est source de pertes par l'effet Joule. Sous l'effet Joule, La puissance électrique se dissipe par échauffement lors de l'écoulement des électrons dans un corps conducteur comme les lignes électriques. En fait, les pertes \mathcal{L} sont proportionnelles à un coefficient de pertes α_l d'une ligne l et au carré de la puissance transportée \mathcal{W} (Stoft [2002])³⁵.

$$\mathcal{L} = \alpha_l \mathcal{W}^2$$

1. 3. 2. Les limites de fonctionnement du réseau électrique

L'évaluation de la fiabilité du système électrique permet de planifier les besoins du système électrique. Deux concepts complémentaires définissent la fiabilité du système électrique : la sûreté et l'adéquation. La sûreté du système électrique renvoie à la capacité du système électrique à supporter des perturbations soudaines telle que la perte d'un élément du système. L'adéquation du système électrique est sa capacité à pourvoir à la demande agrégée d'électricité de tous les clients à tout moment, en tenant compte des arrêts programmés ou fortuits d'éléments du système (NERC [1996] et UCTE [2004]).

Les éléments (lignes, transformateurs, etc.) qui composent le réseau de transport d'électricité ont des contraintes ou limites de fonctionnement. Si les flux de puissance dépassent ces limites de fonctionnement, les éléments peuvent être gravement affectés. Afin d'assurer la sûreté et l'adéquation du système électrique, il est donc nécessaire de porter une attention particulière à l'utilisation de ces éléments.

³⁵ Le coefficient de pertes α_l d'une ligne l est proportionnel à la résistance que la ligne oppose à l'écoulement du courant et inversement proportionnel au carré du niveau de tension auquel la ligne est exploitée. C'est pourquoi, pour une même puissance à transmettre, l'élévation du niveau de tension permet de réduire les pertes d'énergie. Par exemple, en doublant la tension d'un réseau de transport, les pertes sont divisées par quatre.

Or on ne peut pas contrôler directement l'utilisation des éléments de réseau car la répartition des flux sur les différents éléments du réseau suit les équations de réseau. Deux actions sont principalement utilisées pour maîtriser les flux de puissance, la modification de la topologie du réseau et la modification des injections. La modification de la topologie du réseau (par connexion et/ou déconnexion de certaines lignes, bouclage ou débouclage de nœuds ou par modifications de commande des éléments « flexibles » comme les FACTS) peut être utilisée pour contrôler la répartition des flux. Lorsque cette méthode est possible, elle est extrêmement efficace (Zaoui *et al.* [2005]) mais requiert des moyens d'optimisation conséquents. Le contrôle des flux sur les éléments du réseau est plus couramment réalisé en modifiant les injections. En dernier recours, le délestage de la consommation, c'est-à-dire la coupure de certains consommateurs permet de réguler les flux de puissance (RTE [2004c]). Dans ce cas, la sécurité du système est assurée tandis que son adéquation ne l'est plus.

Quand le flux sur une ligne électrique y atteint la capacité maximale d'utilisation, on dit qu'il y a une congestion. Le dépassement de la capacité maximale d'utilisation génère un risque de rupture d'approvisionnement extrêmement coûteux pour la société. En effet, lorsqu'une ligne se déconnecte suite à un défaut, le flux supporté initialement par cette ligne va se reporter sur les lignes voisines. Ce phénomène est appelé « report de charge » (RTE [2004c]). Ce report automatique des flux risque à son tour de surcharger d'autres lignes interconnectées du réseau et met en danger la sûreté du système électrique dans son ensemble. Par effet domino, les reports de charges peuvent entraîner un effondrement du réseau. C'est pour cette raison que les systèmes de transport sont souvent exploités, en temps normal, en dessous de leurs limites physiques absolues. De plus des marges de sécurité sont prises en utilisant des critères ou des règles de sécurité. Deux types de limites sont considérées : les limites physiques en fonctionnement normal, aussi appelées limites thermiques (en 1.3.2.1), et les limites provenant des règles de sécurité (en 1.3.2.2).

1. 3. 2. 1. Limites physiques (thermiques) en fonctionnement normal

Les lignes électriques et les transformateurs ont des capacités de transport physiquement limitées. Ces limites sont principalement thermiques et sont liées à l'échauffement des lignes lors du passage du courant électrique. L'effet Joule entraîne un échauffement de la ligne par la transformation d'une partie de la puissance électrique en puissance thermique. Cet échauffement de la ligne provoque une dilatation et un allongement des lignes électriques. Lorsque cet allongement est trop important, un court-circuit entre la ligne et le sol peut survenir, mettant en péril le matériel ainsi que les biens et personnes alentour.

L'énergie dégagée par l'effet Joule augmente avec le courant électrique circulant sur la ligne. Or, à tout instant, on doit garantir que le courant dans les éléments du réseau de transport se situe au dessous d'un seuil préalablement fixé. En cas de dépassement, on dispose alors d'un temps limité, variable selon l'ampleur du dépassement, pour ramener le transit à

une valeur acceptable. Si les actions nécessaires ne sont pas effectuées dans ce temps limité, le mécanisme de protection de surcharge déconnectera l'élément du réseau avant l'apparition d'un court-circuit. En général, les limites physiques (thermiques) peuvent être présentées comme une limite maximale de puissance active qui peut transiter sur un élément déterminé du réseau³⁶. Afin de s'assurer de la sûreté du système, l'exploitation du réseau de transport doit assurer que les flux de puissance transitant par les différents éléments respectent toujours ces limites physiques maximales.

1. 3. 2. 2. Limites provenant des règles de sécurité

Les règles de sécurité sont utilisées pour l'exploitation du réseau de transport afin de diminuer le risque d'un effacement en chaîne du réseau suite à la déconnexion fortuite d'un ou de plusieurs éléments du réseau. Ces règles de sécurité sont conçues de telle façon qu'à tout instant le système reste viable après un aléa hypothétique sur la situation nominale conduisant à la perte de k ouvrages (RTE [2004c]). On parle alors de « règle du N-k », dont la variante la plus répandue est la « règle du N-1 » avec un aléa qui conduit à la perte d'un ouvrage seulement. Pour s'assurer du respect de la règle du N-k, on procède comme suit. Pour un ensemble donné d'injections et de soutirages, on évalue la répartition des flux de puissance pour chacun des aléas avec la perte de k ouvrages. Les flux de puissance sur chaque élément évalués « après incident » doivent respecter les contraintes physiques. Ces aléas de défaillance sont appelés « contingences » (en référence à l'anglais *contingency*).

La règle du N-k définit le niveau de risque maximal toléré, évalué par une valeur de référence du produit « probabilité de l'évènement x profondeur de coupure » : plus la probabilité d'un évènement est forte, plus la coupure admise est faible (MW). Un arbitrage entre sûreté (profondeur de coupure) et coût espéré permet de partager le plan « conséquences-probabilité » en quatre zones (figure 1.16). Dans la zone 4, les risques sont acceptables. Dans la zone 3, les risques sont inacceptables. Dans la zone 2, les conséquences sont inacceptables. Et dans la zone 1, les risques sont non dimensionnants pour le système. Si le système a dérivé vers la zone 2 ou 3, des moyens doivent être mis en place afin de ramener le risque du système à un niveau acceptable dans les meilleurs délais. Ces moyens ont un coût (coût de congestion ou coût de coupure des consommateurs suivant le cas) qui fait partie des coûts variables du réseau (section 2).

³⁶ Ceci reste néanmoins une approximation puisque physiquement c'est la valeur du courant (en Ampères) et non celle de la puissance active (en MW) qui limite le transit dans une liaison.

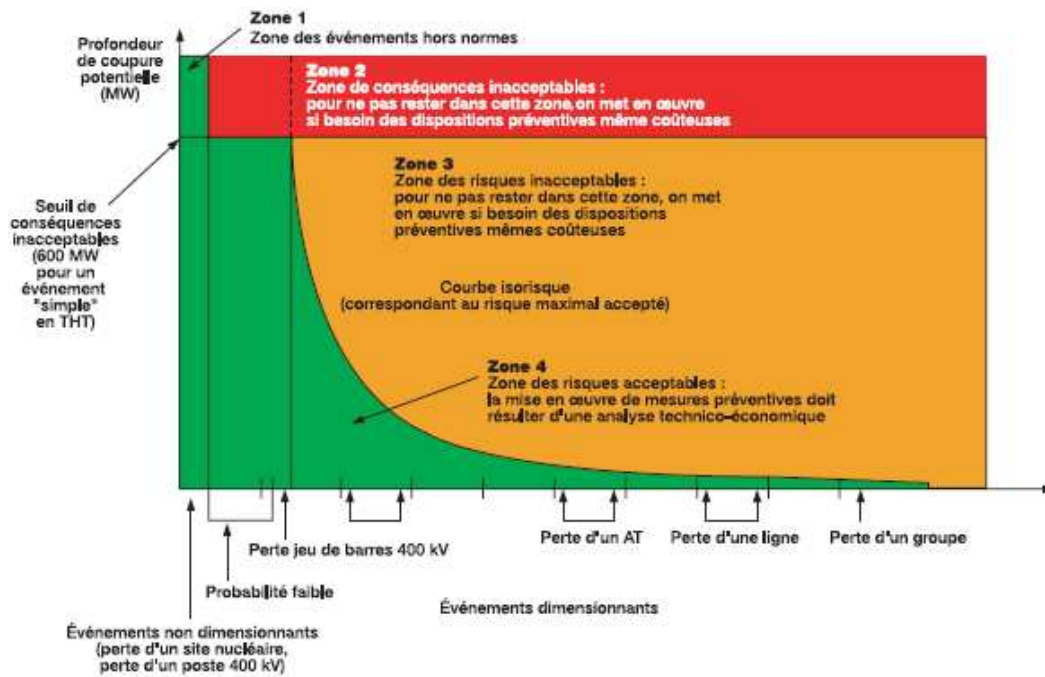


Figure 1.16 Plan conséquences-probabilité de défaillance et courbes iso-risques (RTE [2004a])

1. 3. 3. Caractéristiques économiques des éléments du réseau de transport

Les caractéristiques technico-économiques du réseau de transport sont déterminantes pour leur investissement. Deux d'entre elles doivent être prises en compte pour le développement du réseau, la structure des coûts fixes et le temps de réalisation des ouvrages.

1. 3. 3. 1. Structure de coût du réseau de transport

L'objectif est ici de connaître la variation du coût des lignes électriques en fonction de leur longueur et de leur capacité, suivant qu'elles sont AC ou DC. Pour cela, nous comparerons tout d'abord le coût des lignes AC avec celui des lignes DC. Ensuite, nous présenterons successivement la structure de coûts des lignes AC et celle des lignes DC.

Pour ces deux types de lignes, on suppose généralement que le coût de maintenance peut être inclus dans le coût d'investissement. En effet, la maintenance des lignes électriques est généralement indépendante de l'énergie qui y transite, à moins que le flux de puissance ne dépasse les seuils critiques de sécurité (1.3.2). Le coût de maintenance ne dépend donc que des conditions extérieures (pollution, corrosion par les embruns), notamment les conditions météorologiques qui jalonnent la vie de la ligne (vent, température, pluie, neige, etc.).

Généralement, les coûts d'investissement des lignes à courant continu (DC) sont supérieurs à ceux des lignes à courant alternatif (AC), notamment à cause des stations de conversion. Toutefois, lorsque les conditions d'investissement font croître les coûts, les lignes

DC sont moins coûteuses que les lignes AC. Il est plus avantageux de choisir une ligne DC plutôt qu'une ligne AC à mesure que la longueur de l'ouvrage augmente et que sa capacité diminue (Hartley [2003], Rudervall *et al.* [2000]).

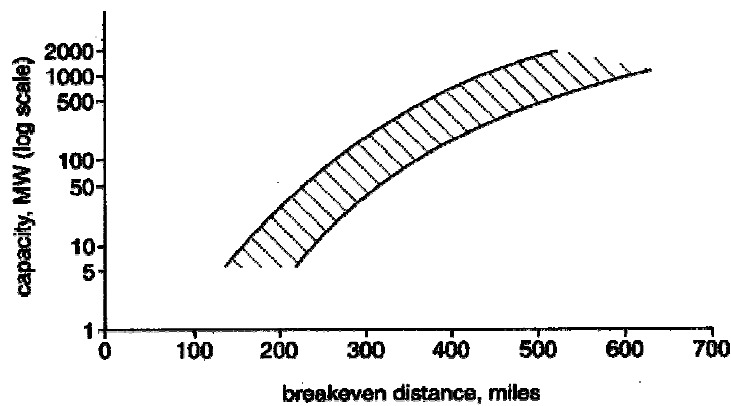


Figure 1.17 Distance à partir de laquelle une ligne aérienne DC est plus avantageuse qu'une ligne aérienne AC en fonction de la capacité de la ligne (Arrillaga [1998], Hartley [2003])

Les lignes DC ont besoin de terrains presque deux fois moins larges que ceux nécessaires aux lignes AC (voir Arrillaga [1998] et annexe 1). Cela peut être avantageux lorsque les terrains sur lesquels doivent être érigés les lignes électriques sont chers ou lorsque les lignes électriques font face au refus des riverains. Par ailleurs, lorsque l'enfouissement d'une ligne à très haute tension (400 kV notamment) est nécessaire sur des distances supérieures à quelques dizaines de kilomètres, une ligne DC est l'unique solution technique. C'est notamment le cas de la plupart des câbles sous-marins. Cet avantage peut être double dans les cas où l'enfouissement de la ligne facilite l'acceptation des riverains. En réduisant les risques de retard de mise en service de la ligne, l'enfouissement réduit de fait les coûts du capital. Globalement, les lignes DC présentent des avantages en termes de pertes (voir 1.3.1.3), de besoins fonciers, et de coût d'enfouissement (Rudervall *et al.* [2000]).

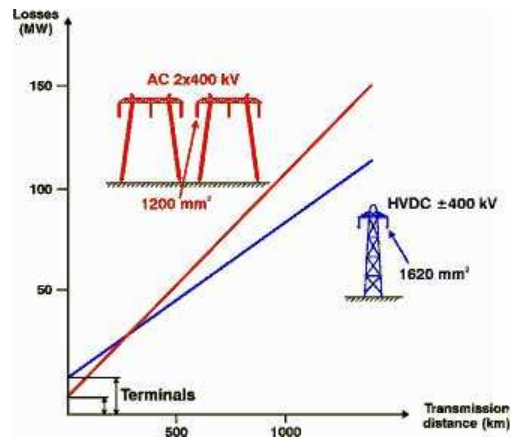


Figure 1.18 Comparaison des coûts de lignes aériennes AC et DC en incluant les pertes
Source : Hartley [2003]

Les lignes DC ne sont généralement utilisées que dans des conditions particulières, lorsque les lignes AC ne sont pas une solution technologiquement, économiquement ou socialement acceptable.

La structure de coût des éléments de réseau en courant alternatif ou en courant continu est principalement caractérisée par les économies d'échelle et l'indivisibilité des capacités de transport (Stoft [2006]). On parle d'économies d'échelle lorsque le coût moyen d'un bien diminue suite à une augmentation de sa production. Un bien est dit indivisible lorsqu'il n'est disponible qu'en quantités fixes, standardisées et non continues (Scarf [1994]).

Les éléments de réseau à courant alternatif ont des indivisibilités et des économies d'échelle notables. Fuldner [1998] fournit des coûts moyens (\$/MW.mile) pour la construction de lignes AC. Certes, ces coûts sont relativement anciens mais aucune révolution technologique n'en modifie l'ordre de grandeur. Nous constatons sur la figure 1.19 que les économies d'échelle sont significativement présentes jusqu'à 750 MW et plus faibles mais réelles au-delà.

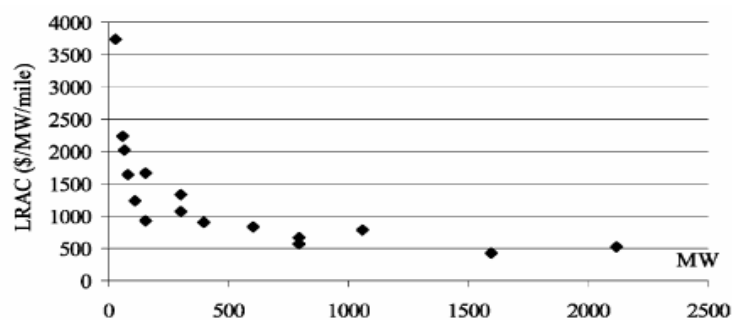


Figure 1.19 Économies d'échelle des actifs de transport en AC
Source : Fuldner [1998], Brunekreeft [2004]

La capacité des lignes à courant alternatif est une quantité indivisible. On ne peut donc choisir la capacité d'une ligne électrique que parmi un ensemble de valeurs discrètes. L'indivisibilité des capacités de transport génère des discontinuités de coût importantes que la théorie économique ne sait pas unanimement appréhender dans l'état actuel de la connaissance (Scarf [1994]). Sur la figure 1.19, nous constatons que les indivisibilités sur le réseau de transport sont d'autant plus importantes que la capacité considérée est grande.

Les éléments de réseau à courant continu ont aussi des indivisibilités et des économies d'échelle notables. Les indivisibilités des lignes à courant continu se trouvent réduites depuis la création de lignes HVDC dites « light ». La taille unitaire des lignes HVDC light est de seulement 200 à 300 MW (Rotger-Felder [2001]) contre 1000 à 2000 MW pour la technologie standard des lignes HVDC. Néanmoins, les lignes HVDC light coûtent généralement plus cher proportionnellement à leur taille du fait des économies d'échelle (Rudervall *et al.* [2000]). Par ailleurs, le coût élevé des stations de conversion nécessaires à l'intégration des lignes DC dans un réseau AC accroît encore ces économies d'échelle. En effet, le coût des stations de conversion est invariant avec la longueur de la ligne DC.

La structure de coût des lignes électriques AC ou DC est particulière et présente des économies d'échelle et des indivisibilités importantes. Par ailleurs, le coût d'une ligne est généralement très dépendant du lieu où elle est érigée, et notamment du génie civil nécessaire (Rudervall *et al.* [2000]). Cette dépendance peut rendre difficile la prédiction des coûts d'investissement en réseau et peut, dans certains cas, retarder la construction de la ligne.

1. 3. 3. 2. Temps de réalisation d'une ligne électrique

Le temps de réalisation des investissements en réseau est un élément structurant de la coordination spatiale et temporelle des investissements en production et en réseau. C'est notamment la différence de dynamique d'investissement entre production et réseau qui importe.

Le temps de réalisation d'un investissement réseau peut être découpé en deux phases. La phase de construction de l'ouvrage proprement dite et la phase administrative préalablement nécessaire à la construction de la ligne. Le temps de construction d'une ligne est généralement croissant avec la tension et la capacité de la ligne, que l'investissement se fasse en courant alternatif ou continu. Il varie de un à trois ans (Rudervall *et al.* [2000], ETSO [2006b]). C'est davantage la période préalable à la construction de la ligne qui caractérise les investissements en courant continu et en courant alternatif. Les démarches administratives prennent deux à trois ans au minimum. Si l'investissement est un câble souterrain, les riverains et les collectivités locales l'acceptent plus facilement et les démarches administratives s'en trouvent accélérées. Les investissements en courant continu sont plus faciles à enfouir. Pour les investissements en lignes aériennes, le courant continu facilite

également l'acceptation car les besoins fonciers sont moins importants (Arrillaga [1998] et Hartley [2003]).

Le temps de réalisation d'une nouvelle ligne électrique en Europe est au minimum de cinq ans, en moyenne de sept à dix ans, mais cela peut atteindre vingt ans dans le pire des cas (ETSO [2006b]). Ce sont les démarches administratives longues et relativement nombreuses ainsi que les oppositions locales au passage des lignes électriques qui expliquent ces délais importants entre la prise de décision et la réalisation de l'investissement.

Ces délais de réalisation, parfois conséquents, nous permettent ainsi de voir que la réalisation de lignes à certains niveaux de tensions est d'autant plus stratégique qu'elles ont des capacités importantes et permettent l'accueil d'une capacité de production importante.

1. 3. 4. Conclusion sur le réseau de transport d'électricité

En conclusion, les investissements en réseau se font généralement en courant alternatif, sauf dans des cas exceptionnels où la technologie à courant continu est préférée. La technologie de réseau en courant alternatif ne permet pas de contrôler directement les flux sur le réseau. Cette caractéristique technique complique l'exploitation du réseau de transport en cas d'apparition de congestion. Les flux de puissance sur le réseau de transport doivent alors être contrôlés en modulant individuellement les puissances des centrales et des consommateurs pour lever les congestions ou réduire les pertes sur le réseau. Quelle que soit la technologie utilisée, les investissements en réseau sont caractérisés par des économies d'échelle et des indivisibilités. Enfin, nous avons constaté que ce n'est pas le temps de construction des lignes qui est long. C'est davantage l'obtention des accords administratifs et les oppositions locales au passage des lignes qui peuvent ralentir drastiquement la mise en œuvre de nouvelles lignes. L'installation de ces lignes aériennes est davantage confrontée aux refus des populations locales et aux lenteurs administratives. Les investissements DC souffrent moins de ces lenteurs du fait de leur plus faible encombrement et de leur facilité d'enfouissement.

L'étude de la consommation, de la production et du transport d'électricité nous a permis de faire ressortir leurs caractéristiques qui importent pour la coordination entre les investissements en production et en transport. Nous synthétisons ces éléments dans le tableau 1.5.

Tableau 1.5 Caractéristiques du système électrique

Consommation	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Grandes fluctuations à caractère cyclique et aléatoire ▪ Élasticité-prix de la demande <ul style="list-style-type: none"> ○ très faible à court terme ○ significative à long terme ▪ Valorisation de la coupure des consommateurs par le Coût de L'Énergie Non Distribuée (CEND) ▪ Flexibilité en termes de localisation <ul style="list-style-type: none"> ○ Déterminée par les ressources nécessaires pour les consommateurs industriels ○ Quasi-nulle pour les distributeurs <p>⇒ Consommation représentée par une monotone de charge non élastique</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ afin de ne se concentrer que sur la coordination du réseau et de la production 		
Production	<p>Les différentes technologies de production d'électricité ont des caractéristiques différentes</p> <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="vertical-align: top; width: 50%;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Caractéristiques économiques <ul style="list-style-type: none"> ○ Coût marginal ○ Coût d'investissement ▪ Temps de réalisation : très variables ▪ Flexibilité en termes de localisation : très variable <ul style="list-style-type: none"> ○ Déterminée par les ressources nécessaires ○ Conduit généralement à une concentration spatiale des moyens de production </td> <td style="vertical-align: top; width: 50%;"> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Caractéristiques techniques <ul style="list-style-type: none"> ○ Disponibilité ○ Dispatchabilité </td> </tr> </table> <p>⇒ Moyens de production les plus rapides à s'installer, les plus flexibles en termes de localisation</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Caractéristiques économiques <ul style="list-style-type: none"> ○ Coût marginal ○ Coût d'investissement ▪ Temps de réalisation : très variables ▪ Flexibilité en termes de localisation : très variable <ul style="list-style-type: none"> ○ Déterminée par les ressources nécessaires ○ Conduit généralement à une concentration spatiale des moyens de production 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Caractéristiques techniques <ul style="list-style-type: none"> ○ Disponibilité ○ Dispatchabilité
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Caractéristiques économiques <ul style="list-style-type: none"> ○ Coût marginal ○ Coût d'investissement ▪ Temps de réalisation : très variables ▪ Flexibilité en termes de localisation : très variable <ul style="list-style-type: none"> ○ Déterminée par les ressources nécessaires ○ Conduit généralement à une concentration spatiale des moyens de production 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Caractéristiques techniques <ul style="list-style-type: none"> ○ Disponibilité ○ Dispatchabilité 		
Réseau de transport	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Structure de coût du réseau AC ou DC caractérisée par <ul style="list-style-type: none"> ○ les économies d'échelle ○ les indivisibilités ▪ Coût variable du réseau <ul style="list-style-type: none"> ○ Pertes ○ Congestions ▪ Temps de réalisation des lignes long à cause des démarches administratives et des oppositions locales aux lignes ▪ Approximation du fonctionnement du réseau AC par les PTDFs ▪ Sous l'hypothèse de l'équilibre du système, les limites de capacités des différents éléments et les limites de sécurité du réseau doivent être strictement respectées 		

1. 4. CONCLUSION DE LA SECTION

Nous avons identifié les caractéristiques des différents éléments d'un système électrique qui importent pour la coordination à long terme entre la production et le transport d'électricité (cf. tableau 1.5). Développer un système avec ces caractéristiques nécessite un degré élevé de coordination.

On retiendra qu'en première approximation, la consommation peut être représentée par une monotone de charge, que l'élasticité-prix de la consommation est supposée nulle, mais que le coût de l'Énergie Non Distribuée en cas de coupure est très élevé, de l'ordre de 10 000 €/MWh.

Les différentes technologies de production se distinguent les unes des autres par leur coût marginal, leur coût d'investissement, leur dispatchabilité, le temps de réalisation et la capacité nominale des centrales ainsi que les contraintes de localisation. Cependant, les turbines à Cycle Combiné Gaz et les fermes éoliennes se différencient aussi des autres moyens de production par leur rapidité d'installation, la puissance qu'elles apportent aux niveaux de tensions où elles sont raccordées et leur relative flexibilité en termes de localisation. Enfin la non-dispatchabilité des éoliennes est aussi une caractéristique nouvelle qui doit être pris en compte dans le fonctionnement du réseau de transport.

Enfin, pour acheminer l'électricité produite vers les centres de consommation, le fonctionnement du réseau de transport est contraint par les capacités limitées de ses éléments. De plus, les flux en courant alternatif ne sont pas dispatchables. Pour respecter les contraintes du réseau, il est donc nécessaire de faire varier le plan de production. Des indivisibilités et des économies d'échelles conséquentes caractérisent les coûts d'investissement du réseau de transport. Le temps de réalisation des lignes électriques est particulièrement long à cause des démarches administratives.

Ces caractéristiques requièrent un degré élevé de coordination pour permettre des investissements conjoints en production et en réseau efficaces. Dans la section suivante, nous construisons l'organisation la plus simple pour coordonner efficacement les investissements du système électrique, l'entreprise intégrée idéale.

Section 2 INVESTISSEMENT OPTIMAL PAR UNE ENTREPRISE VERTICALEMENT INTÉGRÉE

L'exploitation du système électrique peut être opérée selon différentes formes d'organisation, allant d'un arrangement centralisé (cas de l'entreprise intégrée régulée) à des arrangements plus décentralisés et concurrentiels, basés sur le marché. Dans cette nouvelle section, la forme d'organisation que nous prendrons comme référence est une entreprise intégrée verticalement et horizontalement, mais aussi parfaitement régulée donc bienveillante. Par définition, une entreprise intégrée bienveillante investit de façon à maximiser le bien-être social. Cette forme d'organisation est conceptuellement la plus simple, du point de vue du fonctionnement, pour traiter les problèmes de coordination évoqués précédemment. En effet, dans ce cas, une seule entité prend toutes les décisions d'opération et d'investissement du système et en internalise toutes les conséquences. Notre but est ici de construire une référence optimale d'exploitation et d'investissement. Les décisions prises par cette entreprise intégrée idéale seront par définition les meilleures possibles. L'entreprise intégrée idéale fonctionne ainsi comme un planificateur bienveillant du développement de toutes les parties du système électrique.

Cependant ce concept d'entreprise intégrée idéale n'a pas vocation à comparer le fonctionnement du système électrique avant et après les réformes concurrentielles. Sans l'hypothèse très particulière d'une régulation parfaite, une telle entreprise intégrée n'est qu'un monopole sectoriel gérant tout le système électrique. C'était bien le cas typique d'avant l'introduction de la concurrence dans le secteur électrique (Hunt [2002]). Mais ce sont aussi les imperfections de la régulation du monopole intégré qui ont été l'une des principales causes des changements organisationnels dans l'industrie électrique (Joskow [1996, 1998]). Et ces changements se sont traduits par l'introduction de la concurrence dans les systèmes électriques (Stoft [2002]).

Le concept d'entreprise intégrée parfaitement régulée est extrêmement utile sur un plan purement intellectuel. Car il sert de référence optimale et permet de fixer les bases techniques et économiques nécessaires à la compréhension des formes d'organisation plus complexes. Ces formes d'organisation plus complexes ont été introduites par la concurrence et par la séparation verticale entre le transport et la production d'électricité.

Cette entreprise verticalement intégrée idéale utilise une séquence de contrôles-commandes pour optimiser l'utilisation et le développement du système électrique. Les deux maillons de cette séquence de contrôles sont des outils d'optimisation sous contraintes : un programme d'optimisation appelé « *optimal power flow* », et un autre appelé « calcul d'investissement ». Cette séquence de contrôles-commandes permet à l'entreprise de sélectionner la meilleure combinaison de moyens de production, compte tenu des contraintes

sur le réseau, et de planifier le développement du réseau quand les contraintes du réseau sont trop importantes.

Nous présentons en deux temps le fonctionnement et le développement du système électrique par une entreprise intégrée idéale. Tout d'abord, nous considérons une entreprise intégrée qui gère toute seule le réseau de transport. Dans ce contexte, il est avantageux de découper le problème d'investissement en une séquence de deux contrôles-commandes. Avec un premier contrôle-commande pour la conduite du système, on évalue les contraintes d'opération du système existant. Avec un second contrôle-commande, on calcule les investissements qui développent le système électrique. Ensuite, nous supposons que la zone de responsabilité de l'entreprise intégrée idéale ne couvre qu'une partie du réseau de transport. Dans ce cas, pour utiliser et développer efficacement le réseau dans sa propre zone, l'entreprise intégrée idéale doit se coordonner avec les autres entreprises intégrées opérant sur ce réseau pour optimiser conjointement l'exploitation du réseau.

2. 1. PROBLÉMATIQUE D'ENSEMBLE DU DÉVELOPPEMENT DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE SUR UNE SEULE ZONE DE RESPONSABILITÉ

Par hypothèse, l'entreprise intégrée idéale est parfaitement régulée. Elle exploite et développe donc de manière optimale le système (réseau de transport et moyens de production). Son objectif est la maximisation du bien-être social.

L'élasticité de la demande d'électricité est faible à court terme et à moyen terme. Mais elle a une valeur non négligeable sur le long terme (voir en 1.1.2). Toutefois, pour une question de simplicité, nous pouvons modéliser l'évolution de la demande avec une croissance tendancielle (scénarisée au besoin). La pertinence de ces hypothèses est vérifiée *a posteriori* avec les résultats obtenus pour le coût de l'électricité. Avec une telle modélisation de la demande, l'objectif de l'entreprise intégrée idéale peut être représenté comme la minimisation du coût total du système électrique. Ce coût total du système électrique inclut le coût (marginal et fixe) de la production et le coût du réseau de transport, tous deux nécessaires à l'approvisionnement de la consommation.

Nous décrivons maintenant le problème que l'entreprise intégrée idéale doit résoudre pour développer le système électrique. La planification est réalisée sur un nombre A d'années. Le système électrique est composé d'un réseau de transport avec K nœuds, L_i lignes initiales et L_n lignes peuvent être rajoutées. Le fonctionnement du réseau de transport en courant alternatif est linéarisé. Les coefficients d'influencement ($PTDF_{k,l,c}$) sont alors définis par rapport à un nœud bilan (cf. 1.3.1.1). Ils représentent la contribution au flux électrique sur une ligne l suite à une injection au nœud k et un soutirage au nœud bilan pour un état du réseau c (c pour contingence). À chaque nœud k , des unités de production (thermiques ou fatales) peuvent être raccordées. Chaque unité de production est caractérisée simplement par un coût

marginal C_k constant et un coût d'investissement I_k . Implicitement, nous supposons qu'un seul type de technologie de production peut être raccordé à chaque nœud. Cette hypothèse nous permet seulement de simplifier la formulation du problème. Les unités de production ne peuvent pas produire plus que leur capacité maximale (S_k^{\max}) de production. En chaque nœud où il y a de la consommation, nous introduisons un producteur avec une capacité de production infinie pour pouvoir simuler des coupures de consommateurs en cas de rupture d'approvisionnement. Le coût de ces centrales fictives représente ainsi le coût en production de l'Énergie Non Distribuée (END). Chaque ligne électrique est caractérisée par un coût d'investissement I_l , un coefficient de perte α_l , une admittance³⁷ Y_l , et une capacité F_l^{\max} .

Notre travail s'organise alors comme suit. Dans un premier temps, nous considérons que l'entreprise intégrée couvre à elle toute seule le réseau de transport synchrone. Nous présentons alors le problème complet d'investissement. Sa complexité peut être réduite en le découpant en une séquence de deux contrôles-commandes. Le premier contrôle-commande, appelé l'*optimal power flow*, permet d'opérer le réseau de façon efficace (en 2.1.1). Le second contrôle-commande, le calcul d'investissement, permet de développer le système électrique à coût minimum compte tenu de son utilisation actuelle et de l'évolution attendue du système (en 2.1.2).

Le calcul d'investissement d'une entreprise intégrée idéale peut être modélisé comme un problème de minimisation du coût social de long terme. L'entreprise intégrée idéale cherche à alimenter les consommateurs au moindre coût (somme des coûts d'investissement en réseau et en production et des coûts marginaux de production) compte tenu de l'évolution de la consommation. Les variables sont les quantités produites (et consommées) $S_{k,y,h}$ par la centrale au nœud k , pendant l'année y à l'heure h , la variable de décision pour l'investissement en production $g_{k,y}$ pour un investissement de la centrale au nœud k à l'année y , et la variable de décision pour l'investissement en réseau $t_{l,y}$ pour un investissement de la ligne l à l'année y ³⁸. Les coûts sont actualisés au taux d'actualisation a . Nous formulons ce problème de manière similaire à Smeers [2006], sans prix ni multiplicateur de Lagrange et en y ajoutant les pertes Joule. Toutes les variables surmontées d'une barre sont des vecteurs ou des matrices.

³⁷ Une admittance est l'inverse d'une impédance. L'admittance est l'expression de la facilité avec laquelle un courant alternatif circule au travers d'un composant électrique.

³⁸ Les variables de décision t et g sont des variables binaires : « j'investis, je n'investis pas ».

$$\min_{t,g,S} \sum_{y=1}^A (1+a)^{-(y-1)} \left[\sum_l t_{l,y} I_{l,y}^T + \sum_k \left(g_{k,y} I_{k,y} + \sum_h C_k(S_{k,y,h}) \right) \right] \quad (1-1)$$

sous contrainte des :

Contraintes d'investissement

$$\forall k, \forall y \leq A, g_{k,y} \in \{0,1\}, \quad (1-2a)$$

$$\forall l, \forall y \leq A, t_{l,y} \in \{0,1\}, \quad (1-2b)$$

Contraintes de capacité des unités de production

$$0 \leq S_k, \quad (1-3a)$$

$$S_{k,y_0,h} \leq \sum_{y \leq y_0} g_{k,y} S_k^{\max}, \quad (1-3b)$$

Contraintes de capacité du réseau (limites thermiques et de sécurité)

$$\forall l \in L, \forall y_0 \leq A, \forall h, |F_{l,y_0,h}| \leq \sum_{y \leq y_0} t_{l,y} F_l^{\max} \text{ et } F_{l,y_0,h} = \overline{PTDF}_{l,c,y_0} (\overline{S}_{y_0,h} - \overline{D}_{y_0,h}), \quad (1-4)$$

$$\text{avec } \overline{PTDF} : (y_0, (t_{0,l \in L}, \dots, t_{y_0,l \in L}), Y_{l \in L}) \mapsto \overline{PTDF}(y_0, (t_{0,l \in L}, \dots, t_{y_0,l \in L}), Y_{l \in L}),$$

Contrainte d'équilibre du système

$$\forall y \leq A, \forall h, \sum_k S_{k,y,h} = \sum_k D_{k,y,h} + \sum_{l \in L} P_{l,y,h}, \quad (1-5)$$

$$\text{Avec } \forall l \in L, \forall y \leq A, \forall h, P_{l,y,h} = \alpha_l F_{l,y,h}^2 \quad (1-6)$$

La fonction objectif représente le coût total et inclut le coût d'investissement en production, le coût d'investissement en réseau, et le coût marginal de production pour toutes les années y de la période étudiée et pour toutes les heures h de ces années. Le programme d'optimisation consiste à minimiser cette fonction (1-1) sous les contraintes qui suivent.

Les contraintes d'investissement (1-2a) et (1-2b) imposent qu'un seul investissement en production au nœud k ou de ligne nouvelle l_n est possible chaque année y . Nous avons retenu cette hypothèse pour simplifier un problème déjà relativement complexe. Il est bien sûr possible d'envisager un problème d'investissement dans lequel plusieurs investissements d'un type (centrale au nœud k ou ligne l_n) peuvent être réalisés chaque année.

Les contraintes des capacités de production (1-3a) et (1-3b) limitent la production $S_{k,y_0,h}$ de chaque centrale au nœud k , pendant l'année y_0 à l'heure h , à sa capacité maximale S_k^{\max} , si

au moins un investissement de la centrale au nœud k a été préalablement réalisé, c'est-à-dire si $\sum_{y \leq y_0} g_{k,y} \geq 1$.

Les contraintes de transit (1-4) limitent le flux de puissance $F_{l,y_0,h}$ de chaque ligne l , pendant l'année y_0 à l'heure h à la capacité maximale F_l^{\max} de la ligne, si au moins un investissement de la ligne l a été préalablement réalisé, c'est-à-dire si $\sum_{y \leq y_0} t_{l,y} \geq 1$. Le flux qui transite sur chaque ligne est calculé comme la somme des contributions des injections nettes de chaque nœud. L'injection nette d'un nœud k est le résultat algébrique de la différence entre la production S_k et la consommation D_k raccordées à ce nœud, c'est-à-dire $(S_k - D_k)^{39}$. La contribution d'une injection nette sur une ligne l est le produit de l'injection nette $(S_k - D_k)$ et du coefficient d'influencement $PTDF_{k,l,c}$. Les limites de sécurité du réseau de type N-1 ou N-2 sont intégrées dans ces contraintes. En effet, les coefficients d'influencement $PTDF_{k,l,c}$ considèrent les différents états du réseau c . Ainsi, les contraintes de transit incluent l'aptitude du réseau à maintenir le flux dans les limites thermiques en cas de pertes d'une ou deux lignes du réseau. Les coefficients d'influencement $\overline{PTDF}_{l,c,y_0}$ dépendent des lignes préexistantes L_i du réseau et des investissements en réseau. Les coefficients d'influencement $\overline{PTDF}_{l,c,y_0}$ dépendent de la topologie du réseau et de l'impédance Y_l des lignes qui constituent ce réseau l'année y_0 .

L'expression des pertes (1-6) permet de calculer les pertes P_l liées aux transits de puissance F_l sur chaque ligne l . Les pertes P_l se calculent comme le produit du coefficient de pertes α_l et des flux de puissances F_l élevés au carré. Ce calcul est réalisé pour chaque période de temps de l'étude, c'est-à-dire à chaque heure h de chaque année y de la période d'étude.

La contrainte d'équilibre du système (1-5) impose que la somme des puissances produites S_k couvre l'ensemble des demandes d'électricité D et les pertes P_l liées au transport de puissance sur chaque ligne électrique l . Cette contrainte doit être respectée à chaque période de temps de l'étude, c'est-à-dire à chaque heure h de chaque année y de la période d'étude.

Cette formulation du problème permet de prendre conscience de la difficulté de prendre une décision d'investissement, tant par la combinatoire des possibilités que par les difficultés d'évaluation. Deux facteurs sont à la source de ce problème. Premièrement, les indivisibilités sur le réseau de transport empêchent une évolution relativement continue de la capacité des lignes électriques. Deuxièmement, en rajoutant de nouvelles impédances et en modifiant la

³⁹ Si l'injection nette d'un nœud est positive, il y a plus de puissance produite que de puissance consommée à ce nœud. Si l'injection nette d'un nœud est négative, il y a plus de puissance consommée que de puissance produite à ce nœud.

topologie du réseau, les investissements sur le réseau de transport font évoluer conjointement la capacité des lignes de transport et les coefficients d'influencement (PTDFs).

Ce problème d'optimisation fait partie d'une famille de programmes dits « mixtes » (*mixed-integer programming* en anglais). En effet, ce problème contient des variables continues (S) et des variables entières (t ou g). Si les pertes sont négligées, ce problème peut être résolu par différentes techniques d'optimisation (relaxation du lagrangien, *branch and bound*, *cut and bound*, etc.) dont on peut trouver une revue de littérature exhaustive dans Latorre *et al.* [2003].

Pour traiter plus facilement ce problème, il peut être avantageux de le découper en deux étapes : l'étape opérationnelle et l'étape maîtresse. L'étape opérationnelle permet de déterminer le total des coûts marginaux de production qui serait atteint si on réalisait certaines décisions d'investissements (figure 1.20). C'est pourquoi l'étape opérationnelle prend ainsi parfois le qualificatif d'étape « esclave ». Quant à l'étape maîtresse, elle permet de prendre de nouvelles décisions d'investissement à partir du total des coûts marginaux de production déterminé dans l'étape opérationnelle.

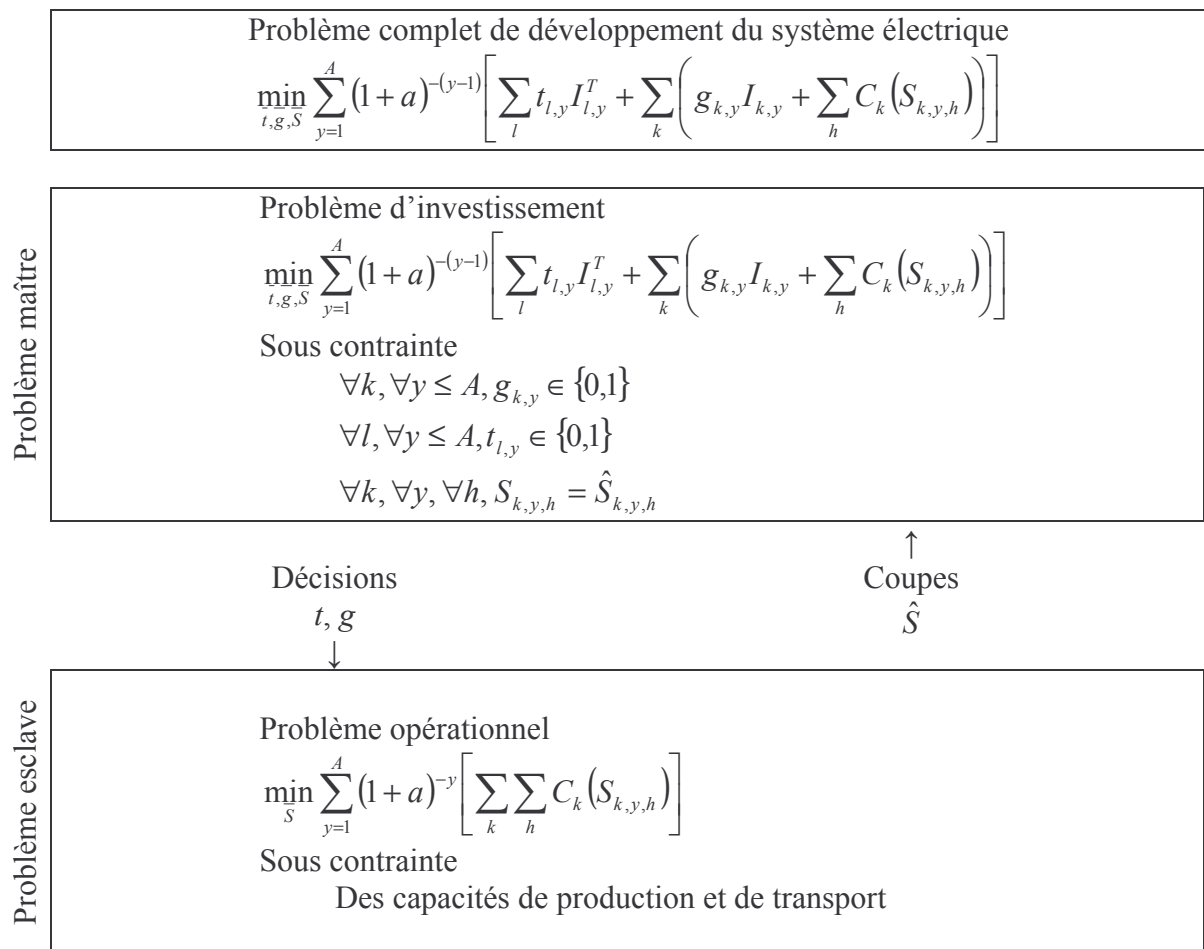


Figure 1.20 Découpage en étapes maîtresse et opérationnelle du problème d'investissement de l'entreprise intégrée idéale

Dans l'étape opérationnelle, qui raisonne à court terme pour un parc d'équipements donné, l'entreprise intégrée idéale gère au moindre coût la conduite du système sous contrainte des limites de sécurité, des capacités de transport des lignes électriques et des capacités de production. Cette tâche est réalisée par un *optimal power flow* (OPF) (une optimisation des flux de puissance). Cet OPF permet de déterminer les quantités d'électricité produites et consommées, le coût total de production, l'existence de congestions sur le réseau et la perte de surplus social qu'elles engendrent. Cette étape opérationnelle est présentée en 2.1.1.

A partir des résultats de l'OPF, on peut entrer dans l'étape maîtresse, qui s'intéresse au long terme, avec la possibilité de réaliser des investissements. L'entreprise intégrée idéale minimise alors le coût des investissements en réseau et en production, en tenant compte des coûts de production trouvés dans l'étape opérationnelle. Cette optimisation à long terme fournit la topologie du réseau, l'impédance et la capacité des lignes compte tenu des nouveaux investissements en réseau, ainsi que les capacités de production. Ces éléments définissent les nouvelles contraintes de fonctionnement de l'OPF. Cette étape est présentée en 2.1.2.

Le lien entre les deux étapes, opérationnelle et maîtresse, se fait par itération entre la prise de décisions d'investissement pour une année donnée et l'évaluation opérationnelle de ces décisions grâce aux coupes de Benders. La procédure de découpage en phases du problème complet d'investissement correspond en fait à une décomposition de Benders. Son principe est de séparer les variables d'un problème d'optimisation en deux ensembles, et d'optimiser successivement par rapport à ces deux ensembles un problème dit « maître » et un autre dit « esclave ». Les coupes de Benders sont le résultat du problème « esclave » transmis au problème « maître ». Dans notre cas, les coûts de production trouvés par l'OPF sont insérés dans le calcul d'investissement comme une contrainte, et forment alors ce que l'on appelle une coupe de Benders (Shrestha-Fonseka [2004]).

On trouve trois avantages à découper le problème de développement du système électrique en deux étapes.

Premièrement, la formulation complète du problème de développement du système électrique est une version simplifiée des problèmes réels d'investissement. Notamment, nous avons supposé qu'il n'y avait aucune incertitude sur la demande et la production. Or il est plus facile de prendre à nouveau en compte ces aspects dans une version à deux étapes du problème de développement du système.

Deuxièmement, cette formulation en deux étapes a l'avantage de permettre au planificateur de contrôler davantage les problèmes de combinatoire des programmes de maintenance des différents éléments du système (lignes et centrales). Le problème ci-dessus étant déjà relativement complexe, nous n'y avons pas inclus le problème du placement des programmes de maintenance. Ce problème est structuré par la connexion ou déconnexion

d'éléments (réseau ou production) du système. Sa formulation est très similaire au problème complet de développement du système électrique, mais restreinte généralement à un horizon de temps d'un an. La planification de la maintenance ne doit pas être négligée, car elle peut faire apparaître des contraintes sur le réseau et des problèmes d'approvisionnement dans des cas particuliers, totalement invisibles autrement⁴⁰.

Enfin, cette formulation en deux étapes du problème d'investissement est plus proche des problèmes réellement traités par les systèmes électriques. Cette représentation permet de faire ressortir l'existence de deux contrôles-commandes pour le développement du système électrique. L'étape maîtresse correspond à l'étape d'investissement à proprement parler, alors que l'étape opérationnelle est celle où les centrales produisent de façon à alimenter la consommation dans le respect des contraintes du système. Afin de minimiser le coût total du système (coût marginal de production et coût d'investissement), l'entreprise verticalement intégrée utilise ces deux contrôles-commandes en séquence. C'est cette séquence de contrôles-commandes qui permet à l'entreprise de sélectionner la meilleure combinaison d'investissements en production et d'investissements en réseau à long terme, mais aussi la meilleure utilisation à court terme afin de minimiser le coût total de production, tout en respectant les contraintes du système électrique. Par ailleurs, comme nous le verrons dans les chapitres suivants, l'existence de ces deux contrôles-commandes est structurante pour l'étude du système électrique dans un environnement dérégulé où les activités de production et de transport sont séparées.

2. 1. 1. Conduite du système électrique sur une seule zone de responsabilité

L'*optimal power flow* (OPF) – l'« optimisation des flux de puissance » – est l'étape opérationnelle réalisée par l'entreprise intégrée idéale. L'OPF cherche à alimenter les consommateurs au moindre coût tout en tenant compte des pertes par transport d'électricité et des limites physiques et de sécurité du système électrique. Cet outil est utilisé pour chaque période de temps du calcul d'investissement (2.1.2). L'OPF fonctionne à partir des données de capacités de production, et des caractéristiques du réseau (topologie, impédances, et capacités des lignes) déterminées dans le calcul de l'investissement (2.1.2). Cette étape de court terme, la conduite du système, permet de calculer les volumes de production S_k , et le coût total de production à consommation (nodale) D donnée. Ces résultats permettent alors d'observer l'existence de contraintes de capacités en réseau ou en production.

⁴⁰ Par exemple, lors de la canicule de l'été 2003, l'un des problèmes a été la concentration des plans de maintenance pendant la période estivale (DGEMP [2004]).

Les contraintes du problème d'optimisation sont données par la capacité maximale S_k^{\max} de chaque centrale au nœud k , et F_l^{\max} de chaque ligne l du réseau. Le coût de production de chaque centrale au nœud k est défini par la fonction C_k . Nous modélisons la conduite du système réalisée par une entreprise intégrée idéale comme ci-dessous. Nous prenons comme base les travaux de Caramanis *et al.* [1982] et Schweppe *et al.* [1988], que nous simplifions et desquels nous ôtons les prix et multiplicateurs de Lagrange. Les quantités ainsi produites sont notées \hat{S} .

$$\min \sum_k C_k(S_k) \quad (1-7)$$

sous contrainte des :

Contraintes de capacité des unités de production

$$0 \leq S_k \leq S_k^{\max}, \quad (1-8)$$

Contraintes de capacité du réseau (limites thermiques et de sécurité)

$$\text{et } \forall l \in L, |F_l| \leq F_l^{\max} \text{ et } F_l = \overline{PTDF}_{l,c}(\bar{S} - \bar{D}), \quad (1-9)$$

Contrainte d'équilibre du système

$$\sum_k S_k = \sum_{l \in L} D + \sum_{l \in L} P_l, \quad (1-10)$$

$$\text{Avec } \forall l \in L, P_l = \alpha_l F_l^2, \quad (1-11)$$

La fonction objectif représente le coût total de production. Le programme d'optimisation consiste à minimiser cette fonction (1-7) sous les contraintes suivantes.

Les contraintes des capacités de production (1-8) limitent la production S_k de chaque centrale k à sa capacité maximale S_k^{\max} .

Les contraintes de transit (1-9) limitent le flux de puissance F_l de chaque ligne l à la capacité maximale F_l^{\max} de la ligne, tout en tenant compte des règles de sécurité au travers des aléas c . Il y a congestion lorsque le flux transitant sur une ligne électrique atteint les limites du réseau.

L'expression des pertes (1-11) permet de calculer les pertes P_l liées aux transits de puissance F_l sur chaque ligne l .

La contrainte d'équilibre du système (1-10) impose que la somme des puissances produites S_k couvre l'ensemble des demandes d'électricité D et les pertes P_l liées au transport de puissance sur chaque ligne électrique l .

Si les pertes sont négligées, ce problème est linéaire avec des contraintes linéaires. Un tel problème se résout facilement grâce aux techniques de programmation linéaire. Si les pertes Joule sont prises en compte, le problème est généralement résolu grâce à des heuristiques (algorithme itératif, algorithme génétique, etc.) (Phulpin *et al.* [2006]).

Les pertes et les congestions génèrent une perte de surplus social (de court terme) car elles contraignent l'optimisation des flux de puissance. Le coût des congestions et des pertes peut être calculé à partir de ce problème d'optimisation. Ce coût représente la différence entre le coût minimal de ce problème et le coût minimal de ce problème sans contraintes de transit ni pertes (Smeers – Pérez-Arriaga [2003])⁴¹.

L'OPF ou optimisation des flux de puissance permet de trouver le point de fonctionnement à coût de production minimal dans le respect des contraintes du système. Ce coût de production minimal permet d'évaluer le besoin de nouveaux investissements en production ou en transport.

2. 1. 2. Investissement du système électrique sur une seule zone de responsabilité

L'entreprise intégrée idéale investit de façon à minimiser la somme des coûts d'investissement en production et en réseau et du coût total de production (1-12). Pour le calcul d'investissement, la fonction objectif de l'entreprise intégrée idéale est donc la somme des coûts d'investissement en production et en réseau et du coût total de production. Le calcul d'investissement évalue et détermine les décisions d'investissement en production et en réseau à partir du coût total de production de chaque période calculé par l'OPF.

⁴¹ Malgré tous ces raffinements, notons que l'OPF que nous considérons ne prend pas en compte les coûts de démarrage des groupes de production. Au jour le jour, ces coûts ont une part importante dans le fonctionnement des moyens de production, notamment ceux en semi-base (Saguan [2007]). En première approximation, pour la planification du système, il est possible d'inclure le coût de démarrage dans le coût marginal de production (Yamin [2003]).

$$\min_{t,g,S} \sum_y (1+a)^{-y} \left[\sum_l t_{l,y} I_{l,y}^T + \sum_k \left(g_{k,y} I_{k,y} + \sum_h C_k(S_{k,y,h}) \right) \right] \quad (1-12)$$

sous contrainte des :

Contraintes d'investissement

$$\forall k, \forall y, g_{k,y} \in \{0,1\} \quad (1-13)$$

$$\forall l, \forall y, t_{l,y} \in \{0,1\} \quad (1-14)$$

Coupes de Benders

$$\forall k, \forall y, \forall h, S_{k,y,h} = \hat{S}_{k,y,h} \quad (1-15)$$

Les contraintes du problème d'optimisation sont données par le nombre d'investissements de chaque type (centrale au nœud k ou ligne l) qui peut être réalisé chaque année. On suppose qu'un seul investissement de chaque type d'élément du système électrique peut être fait chaque année. Ce sont les contraintes (1-13) et (1-14) du problème d'optimisation. Par ailleurs, pour un ensemble de décisions d'investissement en production et en réseau, le résultat de l'OPF est une coupe de Benders du problème d'investissement. Et le résultat de l'OPF représente donc une autre contrainte (1-15) du problème d'investissement.

Dans les faits, la combinatoire de t et de g est relativement faible. Les contraintes en termes de source d'énergie primaire sont fortes sur les centrales de production (RTE [2004c]). Les contraintes liées au refus des populations locales de voir une centrale électrique ou une ligne électrique s'installer sont elles aussi très fortes. Ainsi, il existe peu de choix pour l'implantation d'une ligne ou d'une centrale électrique. Toutes les possibilités sont donc généralement testées. Elles sont interclassées afin de choisir la solution de moindre coût, ou la n -ième solution de moindre coût si les $n-1$ premières solutions ne sont pas réalisables.

Dans les anciennes entreprises intégrées, les problèmes d'investissement en production et en réseau pouvaient être résolus de façon distincte. La coordination se faisait alors par itération entre les services de l'entreprise intégrée pour atteindre l'optimum. Toutefois, nous considérons une entreprise intégrée idéale. De ce fait, nous retenons la formulation ci-dessus du calcul d'investissement car la coordination entre les investissements en production et ceux en réseau y est optimale. Par la suite, nous ne nous intéresserons qu'aux investissements en réseau et à leur coordination avec les investissements en production.

La formulation du calcul d'investissement vue ci-dessus nous permet de souligner une caractéristique importante des investissements en réseau qui nous sera utile par la suite. À décisions d'investissement en production données, minimiser le coût du réseau, c'est-à-dire

minimiser la somme du coût d'investissement en réseau et du coût des congestions, ne signifie pas que les congestions disparaissent (Stoft [2006]). Un arbitrage est réalisé entre le coût des investissements en réseau et le gain procuré par ces investissements en termes de réduction de coût des congestions⁴². La figure 1.21 illustre cela dans un cas simple où le réseau n'est composé que d'une ligne dont on doit déterminer la capacité optimale.

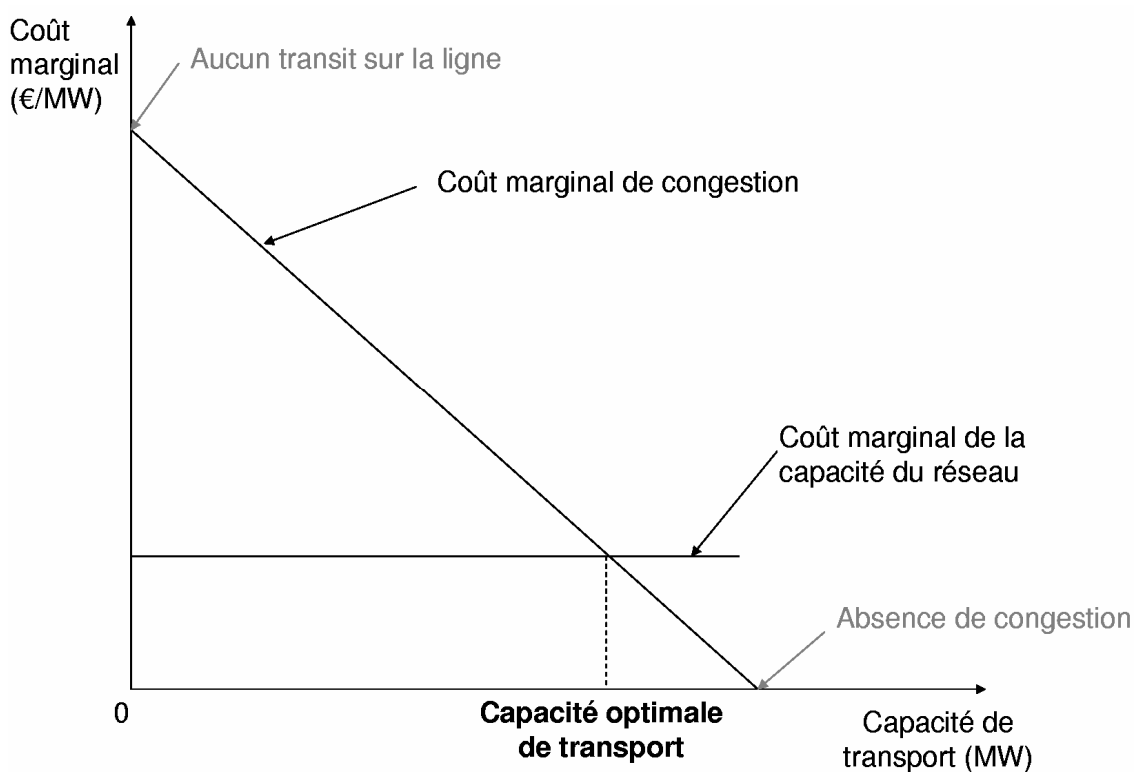


Figure 1.21 Arbitrage entre le coût de congestion et le coût d'investissement du réseau

Nous supposons la capacité d'investissement en réseau est continue et que le coût marginal d'investissement du réseau est constant. Le coût marginal de congestion est décroissant car à mesure que la capacité de transport croît, il est possible de faire transiter davantage d'énergie produite par des moyens de production bon marché. La capacité optimale de transport est atteinte lorsque le coût de congestion égalise le coût marginal d'investissement du réseau. On constate en effet qu'après le développement du réseau, une congestion persiste. Cet effet peut disparaître lorsqu'on réintroduit l'hypothèse d'indivisibilité des capacités des lignes de transport (Stoft [2006]).

⁴² Le coût des pertes n'intervient généralement que marginalement dans les décisions d'investissement en réseau.

2. 2. COORDINATION ENTRE ZONES DE RESPONSABILITÉ POUR LA CONDUITE DU SYSTÈME

Jusqu'ici, nous avons supposé que la zone de l'entreprise intégrée couvre tout un réseau de transport synchrone. La conduite d'un réseau de transport interconnecté et synchrone peut être réalisée par plusieurs entreprises intégrées idéales. Les zones de responsabilité des entreprises intégrées découpent ainsi géographiquement le réseau de transport synchrone. Une zone de responsabilité est définie comme la partie d'un réseau de transport synchrone dont l'exploitation et le développement sont assignés à une entreprise intégrée particulière. Cette entreprise est responsable de la conduite et de l'investissement de tous les éléments du réseau de transport (nœuds, lignes, transformateurs et moyens de production) à l'intérieur de sa zone de responsabilité.

On distingue deux types de relation entre le réseau de transport et la zone de responsabilité (figure 1.22).

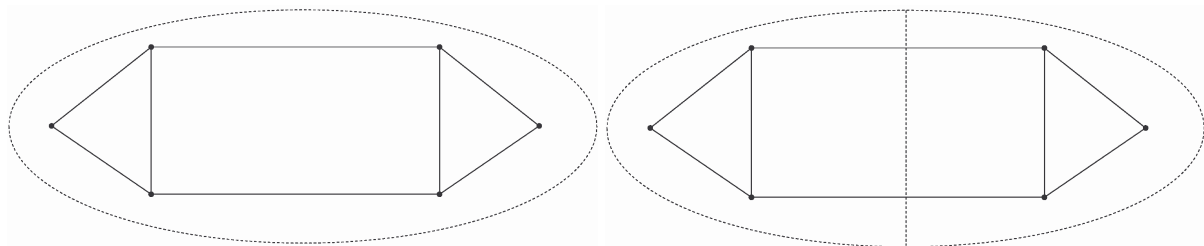


Figure 1.22a Une zone de responsabilité

Figure 1.22b Deux zones de responsabilité

Figure 1.22 Réseau de transport et zone de responsabilité

Dans le premier cas, la définition de la zone de responsabilité coïncide exactement avec celle d'un réseau de transport synchrone (figure 1.22a) ou couvre plusieurs réseaux de transport synchrone. Le système électrique néo-zélandais Transpower (www.transpower.co.nz) est une illustration de ce dernier cas. Le cas où la zone de responsabilité couvre en totalité un ou plusieurs réseaux de transport synchrone est le plus simple à étudier. Dans le second cas, la zone de responsabilité ne couvre que partiellement le réseau synchrone considéré. Dans son ensemble, le réseau de transport synchrone est donc couvert par plusieurs zones de responsabilité (figure 1.22b). C'est le cas le plus courant, tel que le réseau UCTE par exemple.

Vis-à-vis d'une zone de responsabilité donnée, les autres zones de responsabilité qui partagent le réseau synchrone doivent être prises en compte pour diverses raisons. Des échanges transfrontaliers sont réalisés depuis ou vers la zone de responsabilité considérée. Ou bien, cette zone de responsabilité subit des flux parallèles (*loop flows*) liés à des échanges

transfrontaliers dans lesquels elle n'est pas partie prenante. Un flux parallèle est un flux qui apparaît sur la ligne d'une zone de responsabilité A suite à un échange entre deux autres zones de responsabilité B et C. Ainsi, afin d'évaluer un investissement, il est sans doute plus efficace de considérer le réseau de transport dans son ensemble plutôt que la seule partie du réseau couverte par la zone de responsabilité. À l'extrême, il peut être judicieux de réaliser un investissement dans une zone de responsabilité pour résoudre un problème dans une autre zone de responsabilité⁴³.

Par la suite, nous nous concentrerons uniquement sur la question de la coordination de la conduite des zones de responsabilité. Le problème de la coordination des investissements sur plusieurs zones de contrôles est un problème en soi qui ne sera pas abordé dans cette thèse. Aussi, il est préférable de ne nous intéresser qu'à l'utilisation la plus efficace possible des infrastructures existantes, avant de vouloir développer efficacement et conjointement de nouvelles infrastructures. Pour toute la suite de la thèse, nous supposerons qu'il n'y a pas d'interaction entre les investissements des différentes zones de responsabilité. Et en ce qui concerne la coordination entre zones de responsabilité, nous ne nous intéresserons qu'à la conduite du système électrique.

Dans un premier temps, nous étudions en quoi consiste une coordination parfaite de la conduite du système par fusion des entreprises, puis quels sont les bénéfices d'une telle coordination. Nous considérerons ensuite les moyens qui permettent de coordonner efficacement la conduite du système entre deux entreprises intégrées idéales.

2. 2. 1. Coordination parfaite et bénéfices associés

La coordination de plusieurs entreprises intégrées partageant le même réseau génère des bénéfices depuis longtemps reconnus par les économistes (Joskow-Schmalensee [1983]) et les ingénieurs, comme en témoigne l'interconnexion des systèmes régionaux dès les années 1930 (Lambert [2001]). Pour recueillir ces bénéfices, c'est-à-dire pour minimiser les coûts de production de l'ensemble du système, la coordination doit s'organiser de façon à prendre en compte l'ensemble des contraintes du réseau. Ces bénéfices sont maximaux pour une coordination parfaite des entreprises partageant le réseau synchrone. Un tel fonctionnement parfaitement coordonné se concrétise par une « fusion » des outils d'opération du système. Nous présentons d'abord le concept de coordination parfaite, puis les bénéfices qu'une telle coordination peut apporter.

Nous supposons toujours que les entreprises verticalement et horizontalement intégrées sont parfaitement régulées. Avec cette hypothèse, une coordination parfaite entre ces

⁴³ Pour une première approche des problèmes de coordination des investissements d'infrastructures, voir Agrell-Pouyet [2005] et ETSO [2006b]. Sur le problème du financement d'infrastructures lorsque le contrôle d'un réseau de transport est réparti entre différentes zones de responsabilité, voir Olmos [2006].

entreprises sur un même réseau de transport est analogue à la conduite de toutes les zones de responsabilité par une seule entreprise intégrée idéale. En effet, les entreprises intégrées idéales se coordonnent de sorte qu'il semble qu'un seul *optimal power flow* (OPF) est réalisé sur tout le réseau de transport, malgré la multiplicité des zones de responsabilité. La coordination parfaite des entreprises intégrées idéales suppose la fusion des OPF de chaque zone de responsabilité en un seul OPF sur tout le réseau synchrone.

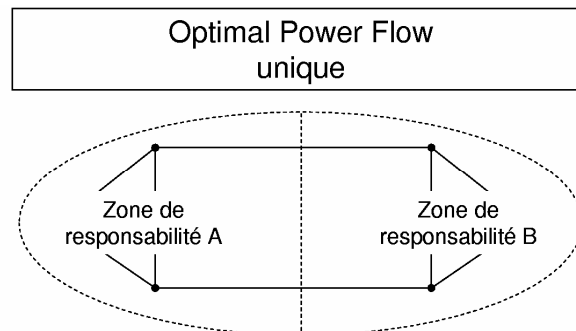


Figure 1.23 OPF unique de deux zones de responsabilité

La coordination parfaite entre entreprises intégrées permet une utilisation plus efficace des moyens de production et des capacités du réseau. Les bénéfices de la coordination justifient (et ont justifié) l'interconnexion des réseaux adjacents et ont donné naissance aux systèmes interconnectés de grande envergure en diverses parties du monde (Bastard *et al.* [2000]).

Si l'on considère la conduite du système électrique, notamment la gestion des pertes et des congestions⁴⁴, un fonctionnement coordonné permet une utilisation plus efficace des moyens de production et du réseau de transport. Une forte coordination entre entreprises permet de minimiser le coût total de production grâce à une combinaison optimale des unités de production utilisées à chaque moment.

La coordination entre entreprises au sein d'un même réseau est fondamentale pour profiter des capacités maximales de transit d'un réseau de transport. Ceci est d'autant plus vrai pour les réseaux maillés. En effet, pour utiliser efficacement les éléments d'un réseau de transport maillé, il est nécessaire de connaître la topologie complète du réseau et de considérer les injections et les soutirages sur tous les nœuds du réseau. Par exemple la coordination permet de profiter de contre-flux provoqués sur certains éléments du réseau. Selon le principe de superposition déduit des lois de Kirchhoff, un flux et un contre-flux (flux en sens opposé) de même puissance sur un élément de réseau s'annulent. Ces contre-flux libèrent donc de la

⁴⁴ Pour tous les bénéfices à court terme et très court terme de la coordination des zones de responsabilité, voir Sagan [2007].

capacité de transport (supplémentaire) sur ces éléments. Les capacités d'interconnexion entre zones de responsabilité permettent de réduire les coûts de l'ensemble du système en s'appuyant sur les complémentarités des différentes zones.

Prendre en compte tout le réseau de transport synchrone permet ainsi de faire des économies de production en remarquant le comportement différent de la demande d'électricité dans les différentes régions du réseau. La demande d'électricité dépend des conditions climatiques, des habitudes de consommation, etc. Ces caractéristiques de la consommation varient d'une région (d'un pays) à l'autre. Par exemple, les pointes de consommation coïncident rarement entre deux régions adjacentes. Une coordination dans l'utilisation des moyens de production permet d'agréger les demandes et d'utiliser la diversité des demandes pour réaliser des économies.

Par ailleurs, grâce aux capacités d'interconnexion entre zones de responsabilité, l'optimisation coordonnée des moyens de production permet d'utiliser une centrale de grande capacité et de rendement énergétique haut plutôt que d'utiliser plusieurs centrales de petite taille et de rendement énergétique bas pour fournir l'électricité nécessaire à plusieurs zones. Ceci est surtout vrai pour les petites zones de responsabilité. C'est notamment l'une des raisons de la création d'un système coordonné en Amérique Centrale (voir Olmos [2006])

La coordination des OPFs permet d'évaluer les retombées positives ou négatives qu'une décision d'opération et d'investissement dans une zone de responsabilité peut avoir sur la conduite des autres zones de responsabilité. Ainsi, la coordination parfaite de la conduite du système permet une évaluation plus précise des besoins en investissement de la zone de responsabilité considérée compte tenu de l'ensemble du réseau.

2. 2. 2. Coordination de la conduite du système électrique

Pour des grandes zones de responsabilité, la coordination parfaite par fusion de la conduite du système est difficilement atteignable en pratique. En conséquence, l'organisation d'un fonctionnement coordonné devrait passer par la mise en place de mécanismes de coordination explicites entre les zones de responsabilité pour la conduite du système afin de simuler un fonctionnement coordonné du système. Dans un premier temps, nous verrons les contraintes qui limitent la taille des zones de responsabilité. Dans un deuxième temps, nous verrons les moyens de coordonner explicitement une zone de responsabilité avec d'autres zones sur un réseau de transport synchrone.

La conduite de grandes zones de responsabilité peut présenter des obstacles ou des difficultés. Tout d'abord, les contraintes institutionnelles et l'absence d'incitation à la coordination peuvent empêcher la mise en place d'outils uniques pour tout un réseau de transport (Benintendi-Boccard [2002]). De plus, pour de grandes zones de responsabilité, l'utilisation d'outils uniques peut présenter des problèmes de faisabilité technique et des

surcoûts importants (Costello [2001]). Les ressources nécessaires (capacité de gestion de l'information et de calcul, etc.) pour une opération centralisée du réseau peuvent être importantes (Shanker [2001]). Une opération centralisée peut présenter des problèmes de sécurité si la zone considérée est trop grande. Par exemple, un contrôle centralisé unique peut avoir un niveau de fiabilité inférieur à celui de multiples contrôles décentralisés. En effet, il est moins probable que tout un système souffre d'une défaillance avec de multiples contrôles décentralisés qu'avec un contrôle centralisé.

Dans un environnement où les contraintes institutionnelles et les problèmes de faisabilité technique ne permettent pas la mise en œuvre d'outils uniques et notamment d'*optimal power flow* unique, chacune des entreprises intégrées exploitera sa zone de responsabilité de manière localement « optimale ». Mais les entreprises partagent le même réseau. Aussi, la conduite des zones de responsabilité serait *a priori* sous-optimale, vis-à-vis d'une exploitation optimale globale qui considérerait tout le système, résultat de la coordination parfaite.

En conséquence, il est nécessaire de mettre en place des mécanismes de coordination explicites entre zones de responsabilité afin de simuler un fonctionnement parfaitement coordonné du système. Ces mécanismes de coordination s'appuient sur l'échange d'information et sur des protocoles de fonctionnement coordonnés entre les entreprises. La coordination entre les zones de responsabilité nécessite un échange important d'information et un mécanisme qui assure la coordination de tous les OPF. Il ne faut pas oublier que, par définition, chaque entreprise n'a directement accès qu'à l'information du réseau et des moyens de production de sa zone de responsabilité. Alors que dans l'*optimal power flow* les contraintes sur toutes les lignes doivent être respectées, y compris les lignes hors de la zone de responsabilité considérée. Et la connaissance de la totalité du réseau est nécessaire pour le calcul des coefficients d'influençement (PTDF). Une entreprise intégrée idéale interconnectée doit donc représenter d'une certaine manière le réseau synchrone situé hors de sa zone de responsabilité. Les informations nécessaires pour un fonctionnement coordonné devraient porter au minimum sur les capacités de transport, la topologie du réseau et l'impédance des lignes. De façon optionnelle, les informations peuvent aussi inclure les coûts de moyens de production, leurs disponibilités et leurs dispatchabilités,

Les échanges d'information entre les entreprises et les mécanismes de coordination aident les entreprises de chaque zone à considérer les effets de leurs actions sur le reste du réseau. En fait, les modifications réalisées dans une zone de responsabilité peuvent provoquer des modifications dans toutes les autres. Ainsi, la coordination peut s'effectuer grâce à un mécanisme itératif dans lequel une zone de responsabilité décide d'une action, en informe les autres zones de responsabilité et ces dernières informent la première des conséquences de son action. Il existe différents protocoles qui coordonnent de façon transparente plusieurs zones de responsabilité comme si elles étaient gérées par un seul OPF (Cadwalader *et al.* [1998, 1999], Marinescu *et al.* [2005]). Ces mécanismes itératifs permettent un fonctionnement convergent

et coordonné de tout le réseau de transport. L'optimum global peut ainsi être atteint, même sans fusion des zones de responsabilité et des OPF.

2. 2. 3. Conclusion sur la coordination des zones de responsabilité

Un fonctionnement coordonné entre les entreprises intégrées idéales qui partagent le même réseau de transport est bénéfique. En effet, la coordination des zones de responsabilité permet une utilisation plus efficace des moyens de production et du réseau de transport, ainsi qu'une meilleure évaluation des besoins d'investissement du réseau. La fusion du contrôle-commande d'*optimal power flow* (OPF) de toutes les entreprises aboutit à une coordination parfaite qui assure une opération optimale de tout le système électrique.

Néanmoins, ce niveau de coordination avec un contrôle-commande unique peut être difficilement atteignable en réalité. Les contraintes institutionnelles, la faisabilité technique et les coûts de mise en œuvre sont les principaux éléments qui limitent la fusion des OPF. Il est possible de parer cette difficulté par l'intermédiaire des mécanismes itératifs qui coordonnent explicitement les OPFs des différentes zones de responsabilité. Ces deux degrés de coordination parfaite, avec et sans fusion des OPFs, serviront de référence à la coordination de la conduite du système dans un cadre libéralisé (cf. chapitre 2 section 2.1.4).

2. 3. CONCLUSION DE LA SECTION

Dans cette section, nous avons considéré la forme d'organisation la plus simple, du point de vue du fonctionnement, pour l'exploitation et le développement optimal d'un système électrique. Cette forme d'organisation correspond à une entreprise verticalement intégrée idéale (parfaitement régulée). La zone de responsabilité de cette entreprise peut couvrir tout le réseau de transport ou seulement une partie de celui-ci.

Cette entreprise idéale a pour objectif la minimisation du coût du système électrique. Pour cela, elle doit développer le réseau de transport au moindre coût et s'assurer que l'utilisation des infrastructures respecte toutes les contraintes liées aux caractéristiques du système. Pour y parvenir, elle recourt à une séquence de contrôles-commandes qui sont des outils d'optimisation sous contraintes.

Deux outils d'optimisation sous contraintes sont d'un intérêt particulier pour l'investissement du réseau de transport et sa coordination avec la production : l'outil d'*optimal power flow* (OPF) et l'outil de calcul d'investissement. L'outil d'*optimal power flow* sert à déterminer pour chaque point horaire la puissance de chaque centrale compte tenu de son coût, de sa capacité maximale, des équations du réseau et de la capacité limitée du réseau de transport. Cet outil permet ainsi de minimiser le coût de production à réseau de transport existant. L'autre outil, celui de calcul d'investissement, permet de développer le système électrique si le coût des contraintes observées grâce à l'*optimal power flow* est trop important. Le calcul d'investissement réalise ainsi un arbitrage entre le coût du

développement du système électrique et le coût des contraintes observées lors de la conduite du système.

Cependant, sur un même réseau de transport, plusieurs entreprises verticalement intégrées peuvent gérer différentes zones de responsabilité. Nous avons abordé le cas de la conduite coordonnée d'un réseau de transport par plusieurs entreprises intégrées idéales. La coordination parfaite entre ces entreprises consiste conceptuellement à fusionner leurs différents OPF en un OPF unique pour tout le réseau de transport. Toutefois, diverses difficultés empêchent généralement de s'appuyer sur cette solution de premier ordre. Les solutions de second ordre pour la coordination de la conduite du système consistent alors à coordonner les différents OPF pour simuler le fonctionnement d'un seul OPF. Ces solutions reposent sur des mécanismes itératifs permettant une utilisation optimale des ressources du système électrique malgré la séparation géographique en plusieurs zones de responsabilité.

CONCLUSION DU CHAPITRE

Ce chapitre a exposé quelques caractéristiques des systèmes électriques en s'intéressant particulièrement aux investissements et à leur coordination. Trois parties du système électrique ont été abordées : la consommation (le réseau de distribution étant considéré comme un consommateur agrégé), les moyens de production et le réseau de transport. La consommation électrique est caractérisée par de fortes fluctuations cycliques et des aléas, par une élasticité-prix quasi nulle à court terme mais plus significative à long terme, et par une flexibilité en termes de localisation pour les consommateurs industriels. Toutefois, pour nous centrer sur les problèmes de coordination des investissements entre la production et le réseau de transport, nous ne modélisons la consommation qu'à partir d'une monotone de charge, avec une élasticité-prix nulle et un coût de l'Énergie Non Distribuée de l'ordre de 10 000€/MWh. S'agissant des moyens de production, les différentes technologies se caractérisent par la diversité de leurs coûts marginaux et de leurs coûts d'investissement de production, par les erreurs de prévision de productions, par la rapidité d'installation et la capacité nominale des centrales ainsi que par les fortes contraintes de localisation de la production. Les turbines à Cycle Combiné Gaz et les fermes éoliennes se distinguent des autres moyens de production car elles se réalisent rapidement et représentent des apports de puissance conséquents sur le réseau où ces centrales sont raccordées. Elles sont relativement flexibles en termes de localisation, comparées aux autres moyens de production. Enfin, le réseau de transport sert de liaison entre la consommation et les moyens de production concentrés car les ressources en énergie primaire sont généralement éloignées des centres consommateurs. Économiquement, les coûts d'investissement du réseau de transport sont caractérisés par des indivisibilités et des économies d'échelle conséquentes. Techniquement, le réseau de transport doit être exploité dans ses contraintes de fonctionnement. À tout moment, les flux électriques circulant dans les différents éléments (lignes, transformateurs, etc.) doivent être inférieurs aux limites de capacité (limites physiques et règles de sécurité). Or seuls les flux sur des lignes à courant continu peuvent être contrôlés. Les flux sur un élément de réseau à courant alternatif ne sont pas dirigeables. Ils ne peuvent être contrôlés qu'en faisant varier le plan de production.

En termes d'externalités environnementales, les lignes électriques, du fait même de leur caractère linéique, rencontrent davantage d'oppositions lors de leur réalisation que les centrales de production spatialement ponctuelles. Ceci pose un problème aigu de coordination spatiale et temporelle des investissements en réseau et en production. La rapidité d'installation des nouvelles centrales, la lenteur et la difficulté de réalisation des lignes s'ajoutant aux fortes contraintes de localisation des moyens de production imposent un niveau très élevé de coordination spatiale et temporelle pour réussir le développement du système. Pour gérer ce dispositif complexe, la forme d'organisation la plus simple est une entreprise verticalement

intégrée, bienveillante et parfaitement coordonnée avec les autres entreprises intégrées qui partagent le même réseau. En effet, cette entreprise centralise alors toutes les décisions et internalise tous les problèmes de coordination de sa zone de responsabilité, ainsi que les effets externes de ses actions sur la conduite du système des zones voisines. Nous avons présenté tous les outils nécessaires à une entreprise intégrée idéale (parfaitement régulée et possédant toutes les informations utiles) pour atteindre un objectif de minimisation du coût d'investissement et de production dans le respect des contraintes de toutes les parties du réseau. Le travail de cette entreprise pour atteindre l'objectif peut être découpé en une séquence de deux contrôles-commandes, d'une part l'*optimal power flow* (OPF) et d'autre part le calcul d'investissement. Afin de coordonner la conduite de différentes zones de responsabilité sur un réseau de transport synchrone, les OPFs de chaque zone doivent être eux-mêmes coordonnés. La description de ces deux outils, l'OPF et le calcul d'investissement, nous donne les bases pour l'étude ultérieure d'un système électrique où le transport et la production sont séparés l'un de l'autre dans des organisations autonomes. Ces dispositifs de gestion d'une entreprise intégrée idéale (pour l'investissement et la conduite du système sur un système isolé, et pour la conduite du système sur un système interconnecté) nous serviront de référence pour la conception et l'évaluation des dispositifs de gestion de ces mêmes tâches dans un environnement dérégulé.

Chapitre 2 MODULARITÉ DE LA GESTION DES FLUX ÉLECTRIQUES ET SIGNAUX DE COORDINATION DU TRANSPORT VERS LA PRODUCTION

Introduction	70
Section 1 Modularité de la gestion des flux électriques.....	72
1. 1. Fondement de la modularité : le passage au marché.....	73
1. 2. L'application d'un cadre modulaire à la gestion des flux électriques	83
1. 3. Conclusion de la section.....	87
Section 2 Signaux de court terme, investissement en réseau et coordination avec la production	89
2. 1. Module de conduite du système à court terme.....	89
2. 2. Les limites des signaux de court terme pour la coordination des investissements en production et en transport.....	105
2. 3. Conclusion de la section.....	118
Section 3 Les signaux de localisation de long terme	121
3. 1. Module d'incitation à long terme pour la localisation des moyens de production.....	121
3. 2. Analyse des différents types de tarifs pour la coordination entre les investissements en production et en transport.....	140
3. 3. Conclusion de la section.....	147
Conclusion du chapitre.....	149

INTRODUCTION

Afin d'assurer un accès des tiers au réseau non discriminatoire, la réforme concurrentielle a généralement nécessité une séparation verticale entre la production en concurrence et le réseau de transport en monopole naturel (Glachant-Lévêque [2005], FERC [2006], CE [2007]). La séparation d'activités auparavant intégrées dans un monopole verticalement et horizontalement intégré fait apparaître des problèmes de coordination, en particulier entre les investissements en production et en réseau (Joskow [2006c], Sauma-Oren [2006a, b]). Car les investissements du réseau de transport et la localisation des nouveaux moyens de production sont très dépendants l'un de l'autre. D'autant plus que nous avons vu au chapitre précédent que les Turbines à Cycle Combiné Gaz (CCGT) et les fermes éoliennes se construisent et se raccordent plus vite que le réseau ne peut se développer pour les accueillir. De plus, les investisseurs en moyens de production privilégient particulièrement ces deux technologies dans les systèmes libéralisés⁴⁵. Ces moyens de production peuvent donc créer des congestions importantes pendant que le Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT) renforce le réseau. Cependant, comme les moyens de production de cette nature sont relativement flexibles en termes de localisation, on peut aussi chercher une optimisation conjointe des investissements réseau et de la localisation des investissements production. Cette articulation entre maillons en concurrence et maillons régulés nécessite la mise en place de dispositifs organisationnels adéquats (Curien [2000], Glachant [2002]). Mais la conception des dispositifs de coordination entre la production et le transport est complexe car la production et le réseau de transport sont ici séparés entre des centres de décisions indépendants tout en restant fonctionnellement très interdépendants (Glachant-Perez [2007]).

L'objectif de ce chapitre est donc double. Le premier objectif est de comprendre comment s'organise la coordination à long terme entre la production et le transport d'électricité dans un système libéralisé, ce qui suppose de concevoir un cadre d'analyse modulaire des architectures de marché électrique. Un cadre d'analyse modulaire permet d'étudier les modules et leurs options isolément des autres modules (Baldwin-Clark [2000]). Il permet aussi d'analyser les interactions entre les options de plusieurs modules (Aoki [2001]). Nous explorerons donc le problème de la coordination entre les investissements en production et ceux en réseau dans un cadre d'analyse modulaire. Une entreprise intégrée idéale utilise des outils de contrôle-commande pour l'investissement en réseau et sa coordination avec les investissements en production. Ces outils de contrôle-commande, développés dans le premier chapitre, sont l'*optimal power flow* et le calcul d'investissement.

⁴⁵ Glachant [2006] et Roques *et al.* [2006] donnent les éléments qui conduisent les investisseurs en production à privilégier les investissements en CCGT dans le système dérégulé. ETSO [2007a] donne les raisons qui conduisent les investissements en production à développer l'énergie éolienne.

Dans un système libéralisé, ces outils de contrôle-commande sont remplacés par une combinaison de marchés et de mécanismes alternatifs de coordination (Saguan [2007]).

Le second objectif de ce chapitre est de définir, dans ce cadre modulaire de système libéralisé, un GRT idéal qui coordonne efficacement la production et le transport d'électricité à long terme. Cette coordination suppose une certaine combinaison entre les modules qui sont nécessaires à la coordination entre la localisation de la production et le développement du réseau. En faisant l'hypothèse d'un GRT parfaitement régulé, bienveillant et efficace, on peut définir ce que serait une conception parfaite des modules d'activité du GRT. On montre alors qu'elle suppose des investissements efficaces en réseau et l'émission de signaux économiques adéquats pour la coordination des investissements du réseau de transport et de la production d'électricité. Par la suite, ce concept de GRT idéal servira de référence à l'analyse de GRT réels et à leur comparaison.

Ce chapitre est organisé comme suit. La section 1 développe un cadre d'analyse modulaire de l'architecture du marché électrique. Les modules d'une architecture de marché se définissent ici à partir des caractéristiques de fonctionnement et d'investissement du réseau électrique. Ces caractéristiques permettent de définir des tâches séparables, qui constituent chacune un module. Cette méthodologie s'est montrée pertinente dans de nombreux secteurs industriels (Aoki [2001], Baldwin-Clark [2000], Lenfle-Baldwin [2007]), et à plusieurs reprises dans l'industrie électrique (Glachant-Perez [2007], Glachant-Rious [2007], Saguan [2007]). Nous développons un cadre d'analyse modulaire où concevoir un GRT pour la gestion des flux électriques consiste à choisir une option pour chacun des modules. Dans les sections 2 et 3 de ce chapitre, nous étudions deux modules dont les tâches sont séparables, la conduite du système à court terme et l'incitation à localisation à long terme.

La section 2 présente et classe les différentes options du module de conduite du système à court terme en fonction de la précision des signaux de localisation émis. Nous montrons que même la meilleure option de conduite du système présente des limitations pour la coordination à long terme de la production et du transport d'électricité. Certaines de ces limitations ne peuvent être corrigées à cause des caractéristiques spécifiques du réseau de transport. Il est alors nécessaire de concevoir des signaux de localisation de long terme pour prendre en compte de façon adéquate ces caractéristiques.

La section 3 présente et classe les différentes options du module d'incitation à la localisation à long terme. Plusieurs critères sont nécessaires à l'étude des signaux de localisation de long terme car ils poursuivent de multiples objectifs (Green [1997a], Smeers – Pérez-Arriaga [2003], Olmos [2006]). Malgré une analyse à l'aide de plusieurs critères, nous montrons que seule une voire deux options satisfont un maximum de critères d'étude des signaux de localisation de long terme.

Section 1 MODULARITÉ DE LA GESTION DES FLUX ÉLECTRIQUES

À cause de la séparation entre la production et le transport d'électricité, l'optimisation conjointe de leurs investissements n'est plus assurée *a priori* et nécessite de nouveaux procédés de coordination. Des signaux économiques explicites sont nécessaires pour coordonner la gestion et les investissements de ces deux activités malgré leur séparation. La coordination entre les investissements en réseau et en production s'effectue grâce au remplacement des contrôles-commandes d'une entreprise intégrée par des signaux de marché ou des mécanismes alternatifs de coordination (Hogan [2003], Hogan-Rosellon-Vogelsang [2007], Joskow [2006c]).

Le remplacement d'un outil de contrôle-commande par un marché est une des bases de la théorie microéconomique standard (Varian [1995], Mas-Colell *et al.* [1995]). Pour un bien simple, la coordination nécessaire pour une allocation efficace de ressources peut être fournie par un contrôle-commande centralisé ou par le biais d'un marché unique. L'électricité est un bien complexe dont les caractéristiques spécifiques nécessitent un haut degré de coordination (Finon [1997]). La coordination nécessaire pour un bien complexe comme l'électricité ne peut être fournie que par la construction d'une architecture de marché composée de plusieurs tâches (ou modules). Les caractéristiques spécifiques des tâches déterminent si elles peuvent être gérées au sein d'un marché ou si elles doivent être intégrées dans des mécanismes de coordination alternatifs. La séparation des activités et la traduction des contrôles-commandes en marchés ou en d'autres mécanismes de coordination dans l'industrie électrique dérégulée révèlent la nature modulaire de l'industrie électrique.

Cette première section a donc pour objet de construire un cadre d'analyse modulaire pour l'étude de la coordination entre la production et le transport d'électricité. La conception d'un cadre modulaire consiste à identifier les tâches séparables. C'est seulement en regardant les outils de contrôle-commande utilisés par une entreprise intégrée pour résoudre ce problème qu'on peut déterminer les caractéristiques intrinsèques des tâches ou des modules nécessaires pour assurer la coordination. Ces outils de contrôle-commande gèrent directement toutes les caractéristiques spécifiques de l'électricité comme par exemple le fonctionnement du réseau de transport, la structure de coût des investissements du réseau de transport, les spécificités d'actif des investissements, etc. La construction d'une architecture de marché doit prévoir tous les éléments nécessaires pour prendre en compte directement ou indirectement les caractéristiques spécifiques de l'électricité ainsi que leurs conséquences économiques⁴⁶.

⁴⁶ Voir Glachant [2004], Glachant-Saguan [2006] et Saguan [2007] pour une « commodisation » de l'électricité à court terme sur les marchés *forward* et en temps réel sur les « pseudo-marchés » du temps réel.

Cette section s'organise comme suit. En 1.1, nous étudierons dans quelle mesure les caractéristiques spécifiques du système électrique limitent la dualité entre contrôle-commande et marché pour le transport d'électricité. Ensuite, en 1.2, nous verrons en quoi l'industrie électrique est modulaire et comment cette propriété facilite l'étude des investissements en réseau et de leur coordination avec les investissements en production.

1. 1. FONDEMENT DE LA MODULARITÉ : LE PASSAGE AU MARCHÉ

L'une des idées de bases de la théorie microéconomique standard est de remplacer le contrôle-commande par un marché pour l'allocation des ressources (Varian [1995]). Les caractéristiques spécifiques de fonctionnement et d'investissement du réseau de transport compliquent ce remplacement dans le système électrique⁴⁷. Ceci est particulièrement vrai pour les investissements en réseau et leur coordination avec les investissements en production (Stoft [2006]).

Premièrement, nous verrons que la dualité entre contrôle-commande et marché est possible sous certaines hypothèses. Pour un bien répondant à ces hypothèses, cette dualité s'organise grâce au multiplicateur de Lagrange des contraintes pour l'allocation des ressources. Deuxièmement, nous constaterons que les caractéristiques spécifiques de fonctionnement et d'investissement du réseau de transport ne sont pas toujours compatibles avec ces hypothèses. Nous détaillerons alors les conséquences économiques de ces caractéristiques.

1. 1. 1. La dualité entre contrôle-commande et marché pour un bien simple

La dualité entre un marché concurrentiel et une planification centralisée bienveillante est une des bases de la théorie microéconomique standard (Varian [1995], Mas-Colell *et al.* [1995]). Une méthodologie permet de remplacer un planificateur bienveillant par un marché concurrentiel. Mais ce remplacement ne peut s'opérer sans perte d'efficacité que sous certaines hypothèses. Pour illustrer le remplacement de contrôle-commande par un marché et ses hypothèses, nous considérons ici le cas le plus élémentaire d'un seul bien de type commodité en équilibre « partiel »⁴⁸.

L'efficacité du planificateur bienveillant et du marché concurrentiel est mesurée à l'aide du bien-être ou surplus social. Le surplus social est la somme du surplus de tous les acteurs en présence, soit ici les consommateurs et les producteurs. La figure 2.1 décrit le surplus des

⁴⁷ Saguan [2007] l'a montré pour le design des marchés ou des mécanismes du temps réel.

⁴⁸ L'équilibre « partiel » fait référence à l'étude du marché d'un seul bien, toute chose étant égale par ailleurs. Il se distingue de l'équilibre général où tous les biens d'une économie sont pris en compte (Rotillon [1992]).

consommateurs, le surplus des producteurs et le surplus social. Un plan de production et de consommation est efficace s'il maximise le surplus social. Le marché est donc équivalent au planificateur bienveillant si le plan de production et de consommation qu'il permet d'atteindre maximise le surplus social. Ce plan de production et de consommation est optimal au sens de Pareto. Cela signifie qu'il n'y a pas une autre allocation du bien qui fournisse un surplus social plus grand.

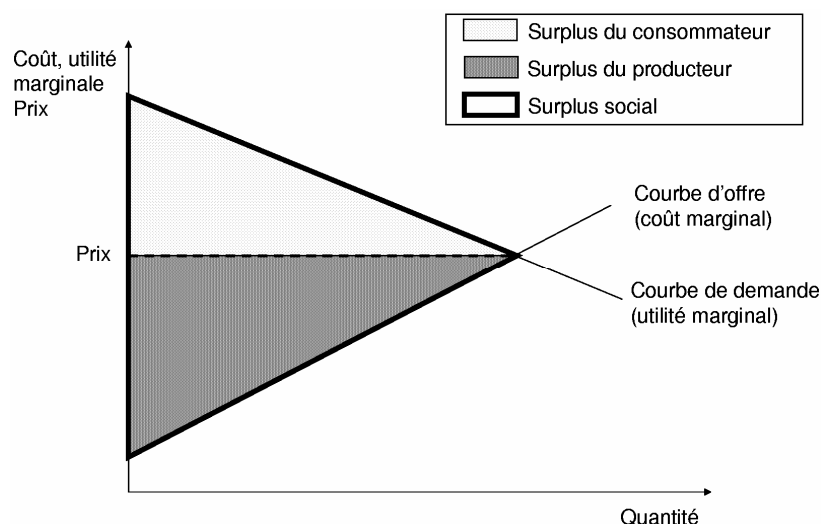


Figure 2.1 Surplus social, surplus du consommateur et du producteur

Le marché concurrentiel et le planificateur bienveillant doivent vérifier certaines hypothèses pour atteindre tous les deux l'optimum du système. Le planificateur doit être bienveillant, et donc parfaitement régulé. Il cherche alors à maximiser le surplus social. Il doit avoir toutes les informations relatives aux coûts de production et aux préférences des consommateurs. Il doit aussi avoir les moyens nécessaires pour trouver et mettre en œuvre une allocation optimale de la production et de la consommation.

Le marché doit fonctionner selon le postulat de la « concurrence pure et parfaite ». Les principales hypothèses de la concurrence pure et parfaite sont les suivantes. L'atomicité des acteurs assure qu'aucun d'eux (producteurs et consommateurs) n'a de pouvoir de marché⁴⁹. Les biens sont homogènes. Les fonctions de coût des producteurs et d'utilité des consommateurs sont convexes. L'information est parfaite. Il n'y a pas d'externalité⁵⁰. Le bien

⁴⁹ Un acteur de marché (producteur ou consommateur) a du pouvoir de marché lorsqu'il peut agir pour modifier le prix d'équilibre du marché et l'éloigner de son niveau concurrentiel afin d'en tirer profit (Mas-Colell *et al.* [1995]).

⁵⁰ Il y a une externalité lorsque les actions d'un individu ont une incidence directe sur un autre individu sans que cela passe par le système de prix (Varian [1995]).

considéré n'a pas de caractéristique de bien public. En particulier, il est excluable⁵¹. Et les coûts de transaction sont nuls⁵².

Le planificateur bienveillant est efficace par hypothèse tandis que l'efficacité du marché concurrentiel est le résultat de la coordination des acteurs par les prix.

Une représentation mathématique simple nous permet de voir quel mécanisme permet de remplacer le planificateur centralisé bienveillant par le marché concurrentiel. On considère le cas élémentaire, dans lequel il n'y a qu'un seul consommateur et un seul producteur⁵³.

Dans la version centralisée, le planificateur bienveillant prend toutes les décisions de production et de consommation à l'aide d'un contrôle-commande. Ce contrôle-commande peut être représenté par un programme d'optimisation dont l'objectif est la maximisation du surplus social (voir tableau 2.1 ci-après). Le surplus social est la différence entre l'utilité du consommateur $B()$ et le coût de production $C()$ (voir figure 2.1). Le planificateur bienveillant doit alors choisir les quantités q_p à produire et q_c à consommer afin de maximiser le surplus social.

Tableau 2.1 Programme d'optimisation et conditions d'optimalité du planificateur bienveillant

Programme d'optimisation du planificateur bienveillant	Conditions d'optimalité
$\max_{q_c, q_p} B(q_c) - C(q_p)$ <p>Sous contrainte</p> $q_c = q_p \perp \lambda$ $q_c, q_p \geq 0$	$B'(q_c^*) = C'(q_p^*) = \lambda$ $q_c^* = q_p^*$

Les conditions d'optimalité de ce programme sont réalisées lorsque l'utilité marginale du consommateur est égale au coût marginal du producteur. Ces deux valeurs sont aussi égales au multiplicateur de Lagrange⁵⁴ λ de la contrainte d'équilibre du programme

⁵¹ La non-excludabilité d'un bien signifie qu'aucun agent économique ne peut être exclu de la consommation de ce bien. Si en plus, la consommation de ce bien est non rivale, c'est-à-dire si la consommation du bien par un agent économique n'empêche pas sa consommation par un autre, on parle de bien public pur. Sinon, si le bien est uniquement non-excluable, on parle parfois de bien public impur (Lévêque [2004]).

⁵² Les coûts de transaction se décomposent en deux parties : les coûts de négociation et de mise au point du contrat (détermination de la transaction), et les coûts de pilotage et de contrôle du contrat. Ce sont respectivement les coûts *ex ante* au contrat et les coûts *ex post* au contrat (Saussier – Yvrande-Billon [2007]).

⁵³ Cette hypothèse n'enlève aucune généralité à nos propos puisque les acteurs du marché n'ont pas de pouvoir de marché, de par l'hypothèse d'atomicité.

⁵⁴ Le multiplicateur de Lagrange est une technique utile pour résoudre les problèmes d'optimisation sous contraintes. Pour un problème d'optimisation avec un nombre K de contraintes, la méthode consiste à introduire une inconnue scalaire supplémentaire – appelée multiplicateur de Lagrange – par contrainte. Il y a donc un nombre K de multiplicateurs de Lagrange. On forme ensuite une combinaison linéaire de la fonction et des

d'optimisation. Le multiplicateur de Lagrange représente l'augmentation du surplus social si la contrainte d'équilibre est relâchée d'une unité.

Dans une organisation de marché, l'allocation des ressources et les quantités à produire et à consommer sont déterminées grâce à des actions décentralisées (voir tableau 2.2). Ces actions décentralisées sont coordonnées par un prix de marché p qui permet d'équilibrer le système. Le producteur prend sa décision de production par rapport au prix du marché afin de maximiser son profit. Le consommateur prend sa décision de consommation par rapport au prix du marché afin de maximiser son surplus, soit l'utilité de sa consommation moins le coût pour se procurer le bien.

Tableau 2.2 Programme d'optimisation et conditions d'optimalité d'un marché concurrentiel

Programme d'optimisation d'un marché concurrentiel	Conditions d'optimalité
Producteur : $\begin{cases} \max_{q_p} pq_p - C(q_p) \\ q_p \geq 0 \end{cases}$ Consommateur : $\begin{cases} \max_{q_c} B(q_c) - pq_c \\ q_c \geq 0 \end{cases}$ Équilibre du marché : $q_c = q_p$	$B'(q_c^*) = C'(q_p^*) = p$ $q_c^* = q_p^*$

Les marchés organisés de commodités utilisent généralement la formulation du planificateur bienveillant pour trouver le prix d'équilibre du marché. L'objectif de maximisation du surplus social n'est atteint qu'indirectement. Pour trouver le prix d'équilibre p , les bourses d'électricité empilent les offres par ordre de prix croissant et les demandes par ordre de prix décroissant. L'intersection de ces deux courbes donne le prix d'équilibre et maximise le surplus social⁵⁵ (Boisseleau [2004]). Le prix p exprime la valeur économique de la rareté du bien dans le marché. C'est aussi ce que fait le multiplicateur de Lagrange λ de la contrainte d'équilibre du programme d'optimisation dans le cas du planificateur centralisé bienveillant. Cette remarque est utile lorsque l'on souhaite internaliser d'autres contraintes à partir d'une formule mathématique qui permet de calculer des prix.

contraintes, où les coefficients des contraintes sont les multiplicateurs de Lagrange. Le problème passe ainsi d'un problème d'optimisation avec contrainte à un problème non contraint qui peut être résolu par la méthode adaptée.

⁵⁵ Sous l'hypothèse que les offres et les demandes sont bien faites à coût et utilité marginale.

Les multiplicateurs de Lagrange permettent donc de remplacer un planificateur bienveillant par un marché concurrentiel tout aussi efficace si les hypothèses adéquates sont respectées. Cette méthodologie peut être généralisée pour intégrer certaines caractéristiques spécifiques des flux électriques et des infrastructures du réseau.

1. 1. 2. Les caractéristiques spécifiques des flux électriques et des infrastructures du réseau et leurs conséquences économiques

L'électricité a des caractéristiques qui la distinguent des autres biens. Les outils de contrôle-commande présentés dans le premier chapitre internalisent ces caractéristiques spécifiques et résolvent les problèmes de coordination associés. Malgré l'introduction de la concurrence, la coordination de l'ensemble des maillons du système dérégulé doit être assurée en tenant compte de ces caractéristiques spécifiques.

Pour remplacer les contrôles-commandes d'une entreprise intégrée, il est ainsi nécessaire de distinguer les caractéristiques de l'électricité qui sont compatibles avec les hypothèses du marché concurrentiel de celles qui ne le sont pas. À cette fin, nous analysons les conséquences économiques de ces caractéristiques. Tout d'abord, nous traitons les propriétés des flux électriques et les contraintes associées sur le réseau de transport d'électricité. Ensuite, nous considérons la structure de coût des investissements. Enfin, nous exposons la spécificité spatiale (au sens de Williamson) des investissements du réseau de transport et nous constatons qu'elle est accrue par le besoin de synchronisation entre les investissements en transport et en production.

1. 1. 2. 1. Congestions et pertes sur le réseau de transport d'électricité

Les flux sur un réseau d'électricité se distribuent selon les équations du réseau (déduites des lois de Kirchhoff). La majorité des réseaux de transport fonctionne en courant alternatif. Or les flux ne sont pratiquement pas dispatchables sur un réseau en courant alternatif⁵⁶. Une transaction définie comme une paire injection-soutirage entre deux nœuds d'un réseau maillé influence les flux sur toutes les lignes. Une approximation de la clé de répartition des flux par rapport aux paires injection-soutirage est donnée par les coefficients d'influencement appelés PTDFs⁵⁷. Les flux sur un réseau à courant alternatif ne peuvent donc être contrôlés qu'en modulant les injections et les soutirages sur le réseau. Cette caractéristique particulière de répartition et de non-dispatchabilité des flux ne poserait pas de problèmes si les lignes

⁵⁶ La dispatchabilité d'un élément de réseau consiste à pouvoir contrôler la quantité de flux qui transite via cet élément (cf. chapitre 1 section 1.3.1.1).

⁵⁷ Les coefficients d'influencement (*Power transfert distribution factor* PTDF) représentent linéairement les flux ou transit sur les différents éléments d'un réseau (lignes, transformateurs) engendrés par une paire injection-soutirage unitaire (cf. chapitre 1 section 1.3.1.2).

électriques n'avaient pas de limites de capacité et si le transport d'électricité ne générait pas de pertes.

Les lignes du réseau ont des capacités de transit limitées. Une congestion apparaît sur une ligne si le flux y atteint la limite maximale de transit autorisée. En cas de congestion, c'est-à-dire si la demande de capacité de transport est supérieure à l'offre, certains utilisateurs peuvent se voir refuser l'accès au réseau. Si les effets économiques du refus ne sont pas internalisés correctement via le système de prix, des externalités apparaissent.

Par ailleurs, transporter de l'électricité génère des pertes par effet Joule. En première approximation, les pertes dans une ligne électrique sont proportionnelles au carré de la puissance transportée (cf. chapitre 1 section 1.3.1.3). Comme les flux sur le réseau de transport dépendent de l'ensemble des injections et des soutirages qui sont réalisés, les pertes attribuables à une transaction en particulier dépendent aussi de toutes les autres transactions. Et la fonction quadratique qui lie les pertes aux flux électriques complique davantage l'interaction entre les transactions électriques via les pertes. Si cette interaction des transactions électriques liée aux pertes n'est pas internalisée correctement à l'aide du système de prix, de nouveau, des externalités apparaissent.

Ne pas traiter correctement les congestions et les pertes sur le réseau électrique génère des externalités d'usage du réseau⁵⁸. La présence d'externalités va à l'encontre des hypothèses de la concurrence pure et parfaite et révèle des défaillances du marché (Salanié [2000]). Ces problèmes d'externalités apparaissent généralement lorsqu'aucun mécanisme ou marché ne traduit les interactions qui existent entre les transactions. Les externalités liées aux congestions sur un réseau d'électricité peuvent être mieux comprises si l'on considère la capacité de transport comme une ressource rare qui doit être allouée efficacement aux utilisateurs du réseau en tenant compte de la relation entre les flux électriques et les injections-soutirages. De même, les pertes Joule peuvent être mieux prises en compte si elles sont considérées comme un effet externe des transactions électriques.

L'électricité n'est pas le seul bien pouvant présenter des externalités. La théorie économique standard propose différentes solutions pour les « internaliser » et « réparer » ainsi cette défaillance du marché (Salanié [2000]). L'une des approches les plus courantes consiste à associer un multiplicateur de Lagrange à chaque contrainte liée aux congestions ou aux pertes du contrôle-commande de conduite du système pour en dériver un prix (Varian [1995]). Cette méthode permet de donner à l'électricité des attributs économiques qui la rapprochent d'un bien simple.

⁵⁸ Nous faisons références à des externalités d'usage du réseau (Pignon [2003]) et non aux externalités de réseau, comme une externalité de club par exemple (Curien [2000]).

Nous avons analysé les conséquences économiques des congestions et des pertes dans le système électrique dérégulé. Nous étudions maintenant les conséquences économiques de la structure de coût des lignes électriques.

1. 1. 2. 2. Structure de coût du réseau de transport d'électricité

La structure de coût des investissements en réseau est caractérisée par des économies d'échelle et des indivisibilités (cf. chapitre 1 section 1.3.3.1). En présence d'économies d'échelle, le coût moyen d'un bien diminue suite à une augmentation de sa production. Un bien indivisible n'est disponible qu'en quantités fixes, standardisées, non continues (Scarf [1994]).

Ces deux caractéristiques des investissements réseaux vont à l'encontre de l'hypothèse de convexité des fonctions de coût nécessaire au marché concurrentiel. Mais ce n'est pas tant l'existence d'économies d'échelle et d'indivisibilités qui importe que leur prépondérance vis-à-vis de la taille du système à optimiser. En effet, l'existence d'économies d'échelle et d'indivisibilités pour les moyens de production n'empêche pas l'introduction de la concurrence pour la production d'électricité (Hunt [2002]). En production, les indivisibilités et les économies d'échelle sont suffisamment faibles par rapport à la capacité totale de production des systèmes électriques nationaux ou internationaux pour que l'inefficacité qui en résulte dans un marché soit négligeable⁵⁹. À l'inverse, dans les problèmes d'investissement du réseau de transport, la capacité des investissements en réseau est généralement du même ordre de grandeur que la capacité de la ligne existante à renforcer. L'indivisibilité et les économies d'échelle ne doivent donc pas être vues comme une caractéristique absolue mais comme une caractéristique relative à la grandeur que l'on souhaite optimiser (Joskow [2006c]).

Les investissements du réseau en courant alternatif présentent des économies d'échelle conséquentes jusqu'à 750 MW et encore significatives au-delà (Fuldner [1998], Brunekreeft [2004]). Les lignes à courant continu présentent aussi des économies d'échelle importantes car des stations de conversion sont nécessaires à leur insertion dans un réseau à courant alternatif. À cause des économies d'échelle, le transport d'électricité reste donc un monopole naturel (Baumol *et al.* [1982], Sharkey [1982]).

Le fait que le réseau de transport reste en monopole alors que la production est une activité concurrentielle pose problème pour coordonner ces deux activités. La définition de mécanismes de coordination entre la production concurrentielle et le monopole de réseau est compliquée car ces deux activités aux statuts opposés sont fortement complémentaires et faiblement séparables (Glachant-Perez [2007]). L'introduction partielle de la concurrence

⁵⁹ Stoft [2002] montre que l'inefficacité liée aux indivisibilités en production est très faible dans un marché d'électricité si la capacité de production du système impliquée est suffisamment importante.

dans un secteur longtemps organisé autour d'un monopole intégré fait apparaître des problèmes de coordination qu'il convient de traiter par la mise en place de dispositifs organisationnels et institutionnels adéquats (Staropoli [2001]). Il est nécessaire de concevoir des mécanismes de coordination qui prennent en compte les caractéristiques des activités concurrentielles et des activités en monopole. Ces mécanismes seront vraisemblablement un mélange de mécanismes concurrentiels et de mécanismes de contrôle-commande.

Nous avons analysé les conséquences économiques du fonctionnement du réseau de transport et celles de la structure de coût du réseau de transport. Nous analysons maintenant les spécificités au sens de Williamson des investissements en réseau.

1. 1. 2. 3. Spécificité de site des investissements en réseau et synchronisation avec les investissements en production

Les investissements du transport d'électricité possèdent une spécificité de site accentuée par la nécessité de synchronisation entre les investissements en production et en transport. Ces caractéristiques nécessitent une relation contractuelle adéquate entre les producteurs et le GRT.

Un investissement spécifique correspond à un investissement durable, effectué pour réaliser une transaction, et qui n'est pas redéployable sans coût vers d'autres usages ou d'autres clients (Williamson [1991]). Des partenaires sont amenés à réaliser des investissements spécifiques car la mise en commun de ressources complémentaires permet de dégager un surplus supplémentaire, par exemple en permettant des économies de coûts de production. Le surplus supplémentaire qui découle de cette mise en commun est appelé « quasi-rente ». Dans une relation contractuelle bilatérale, l'investissement spécifique enferme les deux parties dans une situation de dépendance où les risques d'opportunisme sont accrus. En effet, la spécificité de l'actif crée une quasi-rente que les deux parties contractantes se partagent. Mais leur opportunisme peut les pousser toutes deux à vouloir se l'approprier en totalité. Cette quasi-rente valorise la continuité de la relation contractuelle et conditionne son efficacité. La structure de gouvernance de la transaction doit coordonner la relation entre les contractants afin d'assurer l'optimalité de la transaction et afin de lutter contre l'opportunisme des acteurs (Saussier – Yvrande-Billon [2007]).

Il existe différentes spécificités d'actifs mais nous ne nous intéressons qu'à une seule. La spécificité de site traduit l'importance du choix de la localisation de l'investissement. Le caractère plus ou moins redéployable des lignes électriques provient de la localisation des nœuds électriques à leur extrémité. En effet, une ligne électrique ne trouve son utilité que si un flux électrique y transite. En simplifiant, à une extrémité, il faut que le système soit exportateur (moins de consommation que de production, avec un coût de production faible), tandis qu'à l'autre extrémité le système doit être importateur (davantage de consommation

que de production, avec un coût de production élevé). La spécificité de site d'une ligne électrique découle donc directement de la spécificité de site des moyens de production et de consommation (Perez [2002]). La flexibilité des moyens de production en termes de localisation dépend de la technologie utilisée. Par exemple, les centrales nucléaires sont très peu flexibles en termes de localisation, alors que les centrales à gaz le sont beaucoup plus (cf. chapitre 1 section 1.2.2.2). La spécificité de site des différents éléments du système électrique décroît avec l'interconnexion et le maillage du réseau de transport car le maillage permet à un plus grand nombre d'acteurs d'utiliser chacune des lignes électriques⁶⁰. Toutefois, le maillage et le développement du réseau de transport sont extrêmement coûteux. La spécificité de site des moyens de production et du réseau de transport donne aux producteurs un pouvoir de marché local⁶¹. Leur opportunisme peut les pousser à l'exercer. Ce type de pouvoir de marché est local dans le sens où il ne s'exerce que sur une zone géographique donnée dont les frontières dépendent des congestions sur le réseau. Ce comportement stratégique consiste pour le producteur à exiger du Gestionnaire du Réseau de Transport une rémunération excessive pour lever une congestion sur laquelle très peu d'utilisateurs du réseau peuvent agir (Harvey-Hogan [2000]). Un arrangement contractuel (en fait une structure de gouvernance *ex post*) doit permettre d'éviter l'abus de position localement dominante. Cette structure de gouvernance est compliquée par la répartition des flux électriques sur les différentes lignes.

Dans le cadre du raccordement des moyens de production au réseau, la spécificité de site de certaines lignes électriques est accrue par le besoin de synchronisation entre les investissements en production et en réseau. Les investissements du transport d'électricité doivent être correctement synchronisés avec les investissements en production⁶². Si une centrale de production s'installe dans une zone peu desservie par le réseau de transport ou déjà fortement congestionnée, une extension du réseau est nécessaire. Or le temps de réalisation des investissements de certains moyens de production est bien plus court que celui du réseau de transport. Cela est d'autant plus problématique que l'apport en capacité de ces moyens de production est conséquent par rapport à leur temps de réalisation. Si le GRT s'engage le premier à construire la ligne nécessaire à la centrale de production, il prend un risque conséquent car il ne connaît la décision d'investissement du producteur que

⁶⁰ De façon complémentaire, l'interconnexion et le maillage des grands réseaux de transport d'électricité diminuent la spécificité de site des moyens de production et de consommation car les producteurs peuvent desservir davantage de consommateurs et les consommateurs peuvent s'approvisionner auprès de plus de producteurs.

⁶¹ Cf. note 55, page 76 pour une définition du pouvoir de marché. Staropoli [2001] distingue trois types de pouvoir de marché sur les systèmes électriques : pouvoir de marché vertical, pouvoir de marché horizontal et pouvoir de marché local.

⁶² Ce n'est pas une spécificité temporelle car le retard des investissements en réseau ne génère pas un gain pour le GRT.

relativement tard. Aussi, en l'état, cette situation est très coûteuse et peu crédible. À l'inverse, si le producteur prend sa décision d'investissement, il doit nécessairement aligner son temps de réalisation sur celui du réseau. Il doit donc ralentir la construction de sa centrale. Sinon, sa centrale de production sera construite mais la capacité du réseau de transport sera trop faible pour en évacuer la puissance. Ou bien, à l'extrême, la centrale ne sera pas encore raccordée au réseau, faute des infrastructures nécessaires. Dans l'idéal, les investissements du réseau de transport devraient arriver juste-à-temps. La stratégie consistant à renforcer le réseau juste-à-temps suppose que les renforcements aient été anticipés et que le coût de cette anticipation soit suffisamment faible.

1. 1. 2. 4. Les conséquences des caractéristiques du réseau de transport d'électricité

Les caractéristiques de fonctionnement et d'investissement du réseau de transport d'électricité distinguent l'électricité des autres biens en général et des autres biens qui transitent sur un réseau d'infrastructures en particulier. Les congestions et les pertes créent des externalités lorsque l'usage du réseau est partagé. L'internalisation de ces externalités est compliquée par les équations du réseau qui décrivent la répartition du flux électrique sur un réseau à courant alternatif. Les lignes à courant continu sont sujettes à moins d'externalités grâce à leur dispatchabilité. Les externalités d'usage du réseau de transport peuvent être internalisées grâce aux multiplicateurs de Lagrange. La structure de coût du réseau de transport est marquée par des indivisibilités et des économies d'échelle conséquentes. Ainsi, le réseau de transport d'électricité reste un monopole naturel. Enfin, certaines lignes électriques présentent une spécificité de site. Si elles sont congestionnées, le GRT doit mettre en place une structure de gouvernance adéquate pour empêcher les producteurs qui peuvent les décongestionner d'user de leur pouvoir de marché local. La spécificité de site de certaines lignes électriques est accrue par le besoin de synchronisation entre les investissements en production et en transport. Ces investissements peuvent être synchronisés si les renforcements du réseau arrivent juste-à-temps. Deux hypothèses non triviales sont nécessaires à la mise en place de cette stratégie : les investissements du réseau doivent être anticipés et le coût d'anticipation doit être faible.

Le maillage du réseau de transport et les caractéristiques de fonctionnement du système électrique créent une interdépendance entre diverses relations producteur-réseau. Dans le cas d'une telle relation multilatérale, il est intéressant de se reposer sur une autorité spécialisée (Ménard [1997], Glachant [1998]). Dans le système électrique, la planification du réseau doit être centralisée auprès d'une autorité spécialisée, en l'occurrence le Gestionnaire du Réseau de Transport. Afin d'assurer la coordination entre les investissements en réseau et en production, le GRT doit aussi faciliter la circulation de l'information sur le développement du

système, tant pour la localisation des nouveaux moyens de production que pour les investissements réseau envisagés (Keller-Wild [2004]).

1. 1. 3. Une dualité limitée entre contrôle-commande et marché pour le réseau de transport d'électricité

Pour un bien simple, un marché concurrentiel peut remplacer le contrôle-commande du planificateur bienveillant grâce à la méthode du multiplicateur de Lagrange sous réserve que les hypothèses de la concurrence pure et parfaite soient respectées. L'électricité est un bien complexe dont certaines caractéristiques sont contraires aux hypothèses de la concurrence pure et parfaite. À réseau donné, un mécanisme concurrentiel peut allouer la capacité de transport aux utilisateurs du réseau, en s'appuyant sur la méthodologie du multiplicateur de Lagrange. Mais la fonction de coût du réseau est non-convexe et les investissements sont des actifs spécifiques. Pour encadrer les investissements du réseau de transport, une structure de gouvernance autre que le marché est donc nécessaire à long terme.

Ces conséquences économiques balisent la conception d'une architecture de marché électrique. Elles guident les choix faits pour coordonner la production et le transport d'électricité à long terme dans un système dérégulé où ces deux activités sont séparées. Les tâches qui peuvent être effectuées grâce à un marché et celles qui nécessitent d'autres structures de gouvernance peuvent être séparées. Cette séparabilité des tâches renvoie à la nature modulaire du système électrique.

1. 2. L'APPLICATION D'UN CADRE MODULAIRE À LA GESTION DES FLUX ÉLECTRIQUES

La modularité permet d'étudier un système complexe à partir de ses éléments séparables ou quasiment séparables (Baldwin-Clark [2000]). La définition de la modularité se base sur l'idée d'interdépendance à l'intérieur de chaque module et d'indépendance entre modules. Un module est une unité dont les éléments structurels sont fortement connectés entre eux et relativement peu connectés aux éléments des autres modules. L'identification des modules constitutifs d'un système complexe oblige à se concentrer sur les interactions entre ces éléments, afin de concevoir des modules les plus indépendants possibles. Pour un même module (une même tâche), différentes options peuvent être mises en œuvre.

La modularité d'un système facilite son analyse approfondie. L'analyse peut être faite module par module toute chose étant égale par ailleurs, ou en s'intéressant conjointement à plusieurs modules. L'analyse modulaire a déjà été appliquée dans diverses industries à des fins d'identification des modules, de comparaisons des modules ou de comparaisons des combinaisons de modules (Aoki [2001], Lenfle-Baldwin [2007]). Le système électrique est un système technique et économique complexe, notamment à cause de ses caractéristiques

spécifiques. Nous montrons tout d'abord que le système électrique est modulaire. Ensuite, nous verrons que les conséquences économiques des caractéristiques spécifiques du réseau de transport d'électricité permettent d'identifier les modules du système électrique nécessaire à la coordination entre les investissements en production et ceux en transport.

1. 2. 1. La modularité du système électrique

La modularité est un concept qui s'est déjà montré fécond pour l'étude du système électrique (Glachant-Perez [2007], Glachant-Rious [2007], Saguan [2007]). Le processus de conception de l'architecture de marché permet de révéler la nature modulaire du système électrique. La modularité du système électrique est une caractéristique indépendante de sa forme organisationnelle. Mais la mise en œuvre et la conception des modules est fonction de la forme organisationnelle (Glachant-Perez [2007]). La modularité de l'industrie électrique s'illustre de trois façons complémentaires, au travers de la structure industrielle de l'industrie électrique, de l'existence de tâches indépendantes pour gérer le système électrique et de la multiplicité d'outils possibles pour une même tâche.

La structure de l'industrie électrique s'est depuis longtemps révélée modulaire. Déjà avant la dérégulation, l'industrie électrique était organisée en « quasi-filiales » de production, de gestion du système, et de transport (Boiteux [2007]). La réforme de l'industrie électrique a séparé plus ou moins fortement ces activités. La gestion du système incombe au Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT). Le GRT peut posséder ou non le réseau qu'il gère. Le GRT peut aussi être séparé ou intégré à un producteur (Hunt [2002]).

Des tâches séparables peuvent être identifiées dans le système électrique. Wilson [2002] a montré que l'architecture du marché électrique est modulaire. Il a ainsi identifié un nombre important de modules. D'autres sont en cours d'identification ou d'étude⁶³. Pour la coordination entre la production et le transport d'électricité à long terme, nos études des contrôles-commandes d'une entreprise intégrée idéale et des conséquences économiques des caractéristiques du réseau de transport nous ont montré que des tâches sont clairement séparables. Par exemple, l'allocation de la capacité du réseau de transport est une tâche qui peut être séparée du développement du réseau.

La multiplicité des options d'un module atteste aussi de la modularité du système électrique. La dérégulation du système électrique montre qu'un même module (une même tâche) peut être mis en œuvre de différentes façons⁶⁴. L'entreprise intégrée idéale effectue les

⁶³ Par exemple, Saguan [2007] a identifié les modules pour l'étude de l'équilibrage du système électrique. Et Cramton-Stoft [2006] identifient un nouveau module, le marché de capacités nécessaire à l'incitation des investissements en production.

⁶⁴ Par exemple, Saguan [2007] a ainsi identifié et étudié différentes options du module d'équilibre du temps réel.

tâches séparables à l'aide de contrôles-commandes, tandis que dans un système dérégulé, certaines de ces tâches peuvent être réalisées à l'aide de différents mécanismes concurrentiels.

La modularité du système électrique facilite son étude. Pour un problème donné, l'étude des outils mis en œuvre par l'entreprise intégrée idéale permet une première identification des modules à étudier. L'étude des conséquences économiques des caractéristiques du système électrique pour ce problème permet de préciser les modules et leur conception à l'aide de contrôles-commandes ou de mécanismes concurrentiels. Les contrôles-commandes de l'entreprise intégrée idéale et les conséquences économiques des caractéristiques du réseau de transport permettent de concevoir les modules nécessaires à la coordination des investissements en réseau et en production dans un système dérégulé.

1. 2. 2. Les modules du GRT pour la gestion des flux électriques

La conception d'une architecture de marché électrique doit répondre à quatre exigences. Premièrement, la structure de gouvernance qui encadre les investissements du réseau de transport doit respecter leur spécificité d'actif. Deuxièmement, il est nécessaire de savoir quels contrôles-commandes peuvent être remplacés par un marché. Troisièmement, pour les contrôles-commandes qui peuvent être remplacés par un marché, il faut concevoir ces marchés dans le respect des caractéristiques spécifiques de l'électricité et de leurs conséquences économiques. Enfin, les contrôles-commandes qui ne peuvent pas être remplacés par un marché doivent être intégrés de façon à assurer une coordination efficace entre les activités en concurrence et celles en monopole. En pratique, le résultat final de l'introduction de la concurrence est donc toujours une combinaison entre contrôles-commandes et mécanismes concurrentiels. Cette conclusion est déjà connue pour la conduite de court terme du système électrique (Boucher-Smeers [2002]). Elle s'applique aussi à l'investissement du réseau de transport et à sa coordination avec l'investissement en production (Stoft [2006]).

La conception des modules d'une architecture de marché s'appuie sur les caractéristiques de l'électricité et leurs conséquences économiques. Pour la coordination entre les investissements en production et ceux en réseau, ces caractéristiques sont le fonctionnement du réseau de transport, la structure de coût des investissements du réseau et la spécificité de site de ces investissements. Tout d'abord, le fonctionnement du réseau est défini par les équations de réseau et les limites de fonctionnement du réseau. C'est à partir de la conduite du système à court terme qu'apparaissent les besoins d'investissement en réseau et les opportunités de localisation de nouveaux moyens de production. Développer efficacement le réseau de transport consiste à arbitrer entre les coûts des congestions et des pertes et le coût d'investissement du réseau. Des investissements en production judicieusement localisés peuvent aussi décongestionner le réseau. Ensuite, la structure de coût des investissements du

réseau de transport est caractérisée par des indivisibilités et des économies d'échelle. Enfin, les investissements en production et en réseau présentent des spécificités de site qui diminuent lorsque le maillage du réseau croît. Leurs spécificités de site sont d'autant plus importantes que les investissements en production et en réseau doivent être synchronisés, car le temps de réalisation d'une ligne électrique peut être substantiellement plus long que celui d'une centrale, à Cycle Combiné Gaz par exemple.

Les capacités du réseau peuvent être allouées efficacement à l'aide d'un mécanisme concurrentiel. Si les congestions et les pertes ne sont pas prises en compte dans la fixation du prix de l'énergie, ce sont des externalités. Les relations liant les congestions et les pertes à l'utilisation du réseau peuvent être exprimées à l'aide de formules mathématiques qui permettent d'internaliser ces externalités dans le prix du marché de l'énergie électrique (Varian [1995]). Cette expression peut aussi intégrer le réseau de transport au-delà de la zone de responsabilité considérée. Elle permet alors d'internaliser les actions dans la zone de responsabilité en tenant compte de l'état des autres zones de responsabilité interconnectées.

À long terme, l'expression analytique de la relation entre ces externalités et l'usage du réseau n'est pas connue pour le moment (Smeers [2006]). À long terme, l'internalisation des externalités liées aux congestions et aux pertes doit inciter la localisation des moyens de production en leur allouant les coûts du réseau de façon causale. Mais l'allocation causale des coûts du réseau n'assure pas que tous les coûts du réseau sont couverts. Les signaux de long terme qui incitent à la localisation des nouveaux moyens de production devront concilier ces deux objectifs *a priori* contradictoires, allouer les coûts de façon causale et couvrir l'ensemble des coûts du réseau (Smeers – Pérez-Arriaga [2003]).

Les signaux de localisation de long terme doivent également prendre en compte les spécificités d'actifs des investissements du réseau de transport et de production. Les investissements en production sont peu redéployables. Les signaux de localisation qu'ils reçoivent doivent donc être prévisibles et relativement stables. De même, un cadre stable de régulation est nécessaire au développement et à la propriété du réseau de transport compte tenu de la faible redéployabilité des investissements en réseau.

Pour la coordination à long terme entre la production et le transport d'électricité, les tâches du Gestionnaire du Réseau de Transport peuvent être divisées de façon cohérente en modules. Le GRT est un monopole qui gère les outils nécessaires à la coordination du système électrique dérégulé en remplacement des outils de contrôle-commande d'une entreprise intégrée idéale. Le GRT est constitué de trois modules pour la gestion des flux sur tous les horizons temporels (Brunekreeft *et al.* [2005], Olmos [2006]). Le premier module est la conduite à court terme des externalités des flux électriques. La coordination de plusieurs zones de responsabilité pour l'utilisation d'un réseau de transport interconnecté n'est qu'une

extension de ce module (Pignon [2003], Glachant *et al.* [2005]). Le second module est l'incitation à long terme pour la localisation des moyens de production. Et le troisième module du GRT est celui de l'investissement du réseau de transport d'électricité. Nous étendons donc la définition de l'architecture de marché de Wilson [2002] pour y inclure les contrôles-commandes nécessaires à long terme pour le module d'incitation à long terme pour la localisation des moyens de production et celui d'investissement du réseau.

1. 3. CONCLUSION DE LA SECTION

Dans cette section, nous avons analysé l'introduction de la concurrence comme le remplacement des outils de contrôles-commandes d'une entreprise intégrée idéale par une combinaison de marchés et d'autres mécanismes de coordination.

Les caractéristiques spécifiques de l'électricité contraignent fortement la conception de l'architecture du marché électrique. Pour la coordination des investissements entre le réseau et la production, ces caractéristiques contraignantes sont liées au fonctionnement du système électrique à réseau donné, à la structure de coût des investissements réseau et à la spécificité des actifs de réseau. De telles caractéristiques diffèrent à des degrés divers des hypothèses standards d'un marché concurrentiel. Premièrement, les externalités peuvent être internalisées par une adaptation du marché électrique puisque le contrôle-commande associé peut s'exprimer par une formule mathématique adéquate qui permettra de calculer des prix. Le multiplicateur de Lagrange associé à cette expression dans un problème d'équilibre sous contraintes donne une valeur économique qui internalise l'externalité. Deuxièmement, les économies d'échelle et les indivisibilités contraignent significativement le développement du réseau de transport. Le réseau de transport est donc un monopole naturel qui doit être régulé. Des signaux de localisation de long terme sont nécessaires pour assurer la coordination entre la localisation des investissements en production et le développement du réseau de transport. Ils doivent concilier deux objectifs *a priori* contradictoires, puisqu'il faut allouer les coûts du réseau directement aux producteurs qui les causent tout en recouvrant en totalité tous les coûts du réseau. Enfin, les investissements en production et en réseau présentent des spécificités de site au sens de Williamson. La faible redéployabilité des investissements en réseau demande un cadre stable de régulation sur le long terme. La faible redéployabilité des investissements en production fait préférer des signaux de localisation de long terme stables et prévisibles.

Ces caractéristiques nous permettent de définir un cadre d'analyse modulaire du système électrique pour les investissements en réseau et leur coordination avec la production. Les trois modules de ce cadre d'analyse sont le module de conduite du système à court terme, le module d'incitation à long terme pour la localisation des moyens de production et le module d'investissement du réseau. Chacun de ces modules assure une fonction essentielle pour la coordination des investissements en production et en réseau. Le module

d'investissement du réseau est similaire au calcul d'investissement d'une entreprise intégrée idéale, à cela près que le GRT n'influence plus qu'indirectement la localisation des moyens de production à l'aide des deux autres modules. Le module de conduite du système à court terme et le module d'incitation à long terme à la localisation envoient des signaux de coordination sous différentes formes entre la production et le réseau de transport.

La modularité du système électrique s'exprime alors par les différentes options mises en œuvre pour chaque module. Les options qui sont choisies définissent l'architecture de marché. Car il existe différentes formes organisationnelles applicables à chacun des modules qui envoient des signaux de coordination.

Section 2 SIGNAUX DE COURT TERME, INVESTISSEMENT EN RÉSEAU ET COORDINATION AVEC LA PRODUCTION

Nous venons de voir la complexité de la coordination à long terme entre la production et le transport d'électricité dans un système libéralisé. Cette coordination s'effectue grâce à une combinaison de modules. Chaque module est organisé comme un marché ou comme un mécanisme alternatif de coordination. Mais seul le module de conduite du système à court terme peut véritablement être organisé comme un marché.

L'objectif de cette nouvelle section est double. Premièrement, nous présentons les options les plus communes de conduite du système à court terme. Nous les classons suivant le degré de coordination entre la production et le transport d'électricité, en supposant que le GRT est parfaitement régulé, bienveillant et efficace. Les diverses options de conduite du système internalisent à différents degrés les externalités d'usage du réseau. Certaines de ces options permettent aussi d'internaliser les externalités d'usage entre les zones de responsabilité de plusieurs GRT. Deuxièmement, nous verrons que les signaux de court terme, émis par le module de conduite du système, ne peuvent pas coordonner complètement les investissements entre production et transport. Même la meilleure option possible pour l'internalisation des externalités du réseau n'est pas en mesure de prendre en compte toutes les caractéristiques de fonctionnement et d'investissement du réseau de transport pour pouvoir assurer une coordination optimale à long terme entre la production et le transport d'électricité.

2. 1. MODULE DE CONDUITE DU SYSTÈME À COURT TERME

Pour coordonner la production et le transport d'électricité, le GRT doit commencer par internaliser les externalités associées aux congestions et aux pertes qu'il constate lors de l'exploitation du réseau^{65, 66}. Ces externalités peuvent être internalisées au prix de l'énergie à différents degrés. Ces différents degrés d'internalisation vont constituer les options disponibles pour le module de gestion des flux électriques à court terme. Même sous l'hypothèse d'un GRT parfaitement régulé, bienveillant et efficace, l'optimalité de l'usage du

⁶⁵ Les pertes sont générées par l'effet Joule. Les congestions peuvent être dues aux limites thermiques des lignes ou à la règle du « N-k » (cf. chapitre 1 section 1.3.2.2). Les autres types de limites, comme celles sur le niveau de tension aux nœuds ou celles de stabilité, ne seront pas traitées dans cette thèse. Pour un traitement des limites de niveau de tension, voir Moreno [2005] et Hennebel [2007].

⁶⁶ Nous supposons le système équilibré quitte à ce que la consommation soit délestée (cf. chapitre 1 section 1.1). Nous ne traitons pas les mécanismes d'ajustement qui ont des effets de court terme et de très court terme comme les marchés et mécanismes du temps réel (sur ce sujet voir Saguan [2007]). Les problèmes d'incitations à l'investissement en production du point de vue de l'adéquation et les moyens pour les résoudre sont ignorés (voir Joskow [2007], Cramton-Stoft [2006]). Nous ne considérons pas non plus les « services auxiliaires » (*Ancillary Services, blackstart services*, etc.).

réseau de transport est d'autant mieux assurée que les externalités d'usage sont convenablement internalisées au marché de l'énergie.

Nous distinguons trois principales options pour la conduite du système à court terme. Ces différentes options s'appuient toutes sur un marché. Mais elles signalent différemment les conséquences économiques des externalités. Ces trois principales options pour la gestion des flux électriques correspondent respectivement à une internalisation complète des externalités, une internalisation nulle des externalités et toute une famille d'internalisation partielle des externalités. Nous verrons aussi que les options qui permettent d'internaliser les externalités peuvent aussi internaliser les effets de frontières entre zones de responsabilité.

2. 1. 1. Pricing Nodal

Le pricing nodal est une méthode de tarification qui associe un prix différent à l'électricité en fonction du nœud considéré. Le prix de chaque nœud représente la valeur locale de l'électricité qui inclut le coût de production de l'énergie et le coût de son transport, soit le coût de congestion et des pertes du réseau⁶⁷. Le pricing nodal internalise donc les externalités du réseau liées aux pertes et aux congestions en différenciant le prix de l'énergie nœud par nœud. Schweppe *et al.* [1988] démontrent que le pricing nodal assure un dispatching efficace du système électrique⁶⁸. L'utilisation des capacités de transport du réseau est donc optimale et le surplus total du système est maximisé. Cette internalisation s'opère sur la base du remplacement des outils de contrôle-commande utilisés par une entreprise intégrée idéale. Le pricing nodal reprend donc le programme d'optimisation du contrôle-commande de l'entreprise intégrée idéale pour opérer les flux électriques à court terme comme suit.

⁶⁷ Caramanis *et al.* [1982] incluent aussi les contraintes de tenue de tension dans le pricing nodal.

⁶⁸ Sous réserve que le coût marginal seul détermine le fonctionnement des moyens de production. Pour la planification du système électrique, on suppose généralement que cela est vérifié en première approximation (cf. chapitre 1, note 41, page 57).

$$\min \sum_k C_k(S_k) \quad (2-1)$$

Sous contrainte des :

Contraintes de capacité des unités de production

$$0 \leq S_k \leq S_k^{\max}, \quad (2-2)$$

Contraintes de capacité du réseau (limites thermiques et de sécurité)

$$\text{et } \forall l \in L, |F_l| \leq F_l^{\max} \text{ et } F_l = \overline{PTDF}_{l,c} (\bar{S} - \bar{D}) \perp \lambda_{l,c}, \quad (2-3)$$

Contrainte d'équilibre du système

$$\sum_k S_k = \sum D + \sum_{l \in L} P_l \perp \varepsilon, \quad (2-4)$$

Avec les pertes P_l telles que $\forall l \in L, P_l = \alpha_l F_l^2$

Le pricing nodal consiste à minimiser le coût total de production (2-1) compte tenu des contraintes de fonctionnement du réseau de transport d'électricité. Ce sont les contraintes (2-3) et (2-4) qui induisent la différenciation spatiale du prix de l'énergie. Les contraintes (2-3) signifient que les flux sur toutes les lignes du réseau doivent être inférieurs ou égaux aux limites physiques de capacité. Ces contraintes tiennent compte des contingences c des éléments du réseau (qui prennent en compte la règle du « N-k »⁶⁹). On dit qu'une ligne est congestionnée lorsqu'elle est utilisée en totalité. Lorsqu'une ligne est congestionnée, sa capacité de transport devient une ressource rare. Nous avons vu dans la section 1 que les multiplicateurs de Lagrange peuvent exprimer la valeur économique d'une ressource rare. Les multiplicateurs de Lagrange $\lambda_{l,c}$ des contraintes (2-3) valorisent la rareté de la capacité de la ligne l en cas de contingence c . Aussi, si la contrainte de la ligne l pour la contingence c n'est pas active, le multiplicateur de Lagrange $\lambda_{l,c}$ est nul. Combinés au multiplicateur de Lagrange ε de la contrainte d'équilibre et à l'expression des pertes (2-4), les multiplicateurs de Lagrange $\lambda_{l,c}$ permettent de construire des prix localement différenciés. Ces prix nodaux indiquent où il est préférable de produire ou de consommer un mégawatt de plus compte tenu des pertes et des contraintes du réseau.

⁶⁹ La règle du « N-k » stipule qu'à tout instant le système reste viable après un aléa hypothétique sur la situation nominale conduisant à la perte de k ouvrages (RTE [2004c]).

Ces prix nodaux p_k s'expriment à partir des multiplicateurs de Lagrange $\lambda_{l,c}$ et ε comme suit.

$$p_k = \varepsilon + \varepsilon \sum_l 2\alpha_l PTDF_{k,l} + \sum_l \sum_c PTDF_{k,l,c} \lambda_{l,c}$$

Ces prix nodaux sont composés de trois termes. Le premier terme correspond au prix de l'énergie ε au nœud bilan⁷⁰. Le deuxième terme correspond aux pertes liées au transport de l'énergie. Ce terme représente la variation des pertes totales liées à une injection (ou un soutirage) marginale au nœud k et valorisées au coût d'équilibre du système. Ce coût varie en fonction de la localisation sur le réseau. En effet, les pertes sont fonction des flux de puissance sur les lignes du réseau et les flux de puissance se répartissent sur les lignes en fonction des injections et soutirages en chaque nœud. Aussi, le prix du nœud bilan est pondéré par les coefficients d'influencement (PTDFs) et par le coefficient marginal de pertes $2\alpha_l$. Enfin, le dernier terme correspond à la valeur de l'utilisation du réseau de transport pour transporter l'énergie du nœud k au nœud bilan. Au nœud k , la valeur de l'utilisation du réseau est dérivée de la valeur d'utilisation $\lambda_{l,c}$ de chaque ligne l congestionnée pour la contingence c , et pondérée par les $PTDF_{k,l}$.

La figure 2.2 illustre le pricing nodal sur un réseau congestionné simple à deux nœuds S et D. Au nœud S, il n'y a que de la production dont le coût est faible. Au nœud D, il y a une quantité Q de consommation inélastique et de la production dont le coût est élevé. Ces deux nœuds sont reliés par une seule ligne électrique SD de capacité K sans perte. Si on ignore la capacité limitée de transport à l'équilibre, toute la consommation est alimentée par la production du nœud S. Le prix d'équilibre est alors unique et vaut P_E . Cet équilibre induit un flux sur la ligne SD qui dépasse la capacité de transport disponible K , où $K < Q$. Cet équilibre n'est donc pas techniquement faisable. Pour inciter la production au nœud S et au nœud D à prendre en compte la congestion sur la ligne SD, le pricing nodal paie au producteur au nœud S un prix P_S inférieur au prix d'équilibre sans congestion P_E et paie au producteur au nœud D un prix P_D supérieur à P_E .

⁷⁰ Il est nécessaire de définir un nœud bilan pour calculer la matrice de PTDFs (voir chapitre 1 section 1.3.1.2).

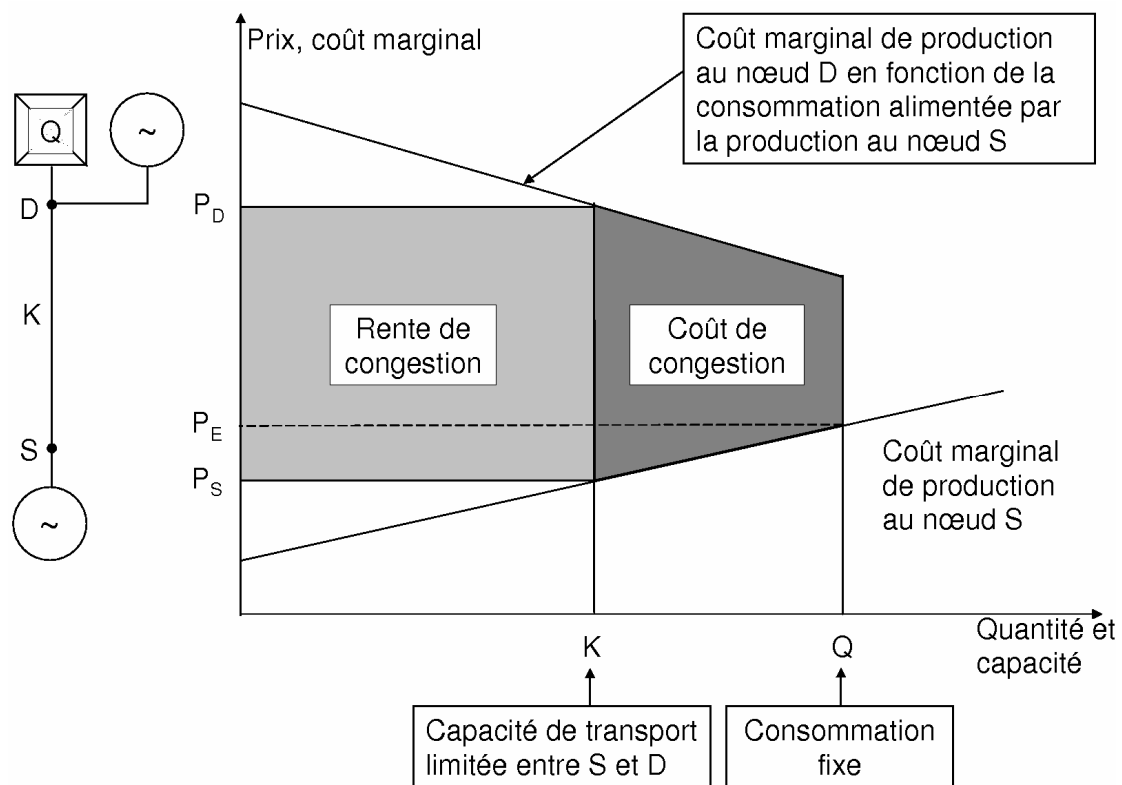


Figure 2.2 Représentation graphique du pricing nodal sur un réseau congestionné à deux nœuds

Les externalités créent donc des différentiels entre les prix nodaux. Ces différentiels génèrent un surplus que le GRT collecte⁷¹. Les contraintes de fonctionnement du réseau (congestions et pertes) limitent la maximisation du surplus social. Dans l'approximation du courant continu⁷² pour un réseau sans perte, le surplus du GRT est appelé rente de congestion et le coût social qui résulte des contraintes de fonctionnement du réseau est appelé coût de congestion (Smeers – Pérez-Arriaga [2003]). La rente de congestion est représentée sur la figure 2.2 par le rectangle gris clair et le coût de congestion par le trapèze gris foncé. Sous l'approximation du courant continu avec pertes, le surplus du GRT contient aussi une rente liée aux pertes (Stoft [2002]).

Les prix nodaux permettent d'informer les utilisateurs du réseau de l'impact de leurs actions sur le réseau. S'ils paient un prix plus élevé que le prix d'équilibre ε du système, ils créent des congestions et des pertes. S'ils paient moins que ce prix, ils lèvent des congestions

⁷¹ Voir Pérez-Arriaga *et al.* [1995] et Bompard *et al.* [2003] pour une formulation de ce surplus.

⁷² L'approximation du courant continu consiste à ne considérer que les flux de puissances actives et à approcher les équations du réseau par des équations linéaires. Dans ce cas, seules les congestions et les pertes contraignent le pricing nodal.

et/ou diminuent les pertes sur le réseau. Les producteurs et consommateurs sont donc incités à utiliser efficacement la capacité de transport du réseau.

Mais sa mise en œuvre n'est pas aisée. Un réseau électrique comporte beaucoup de nœuds. Les opérateurs de réseau PJM et MISO utilisent le pricing nodal. Leurs réseaux comportent respectivement plus de dix mille et trente mille nœuds (PJM-MISO [2006]). Potentiellement, en chaque nœud, le prix de l'énergie électrique est différent. Cette multiplicité de prix interdépendants complique leur gestion. Le pricing nodal peut donc coûter cher à mettre en place ou poser de nombreux problèmes techniques de mise en œuvre, par exemple en nécessitant une modification des systèmes d'information des acteurs. De plus, la volatilité des prix nodaux est généralement conséquente (Bartholomew *et al.* [2003], Siddiqui *et al.* [2005]). Cette volatilité génère un risque pour les acteurs de marché. Nous verrons en 2.2.2.1 que des droits de couverture financière peuvent résoudre ce problème au moins partiellement. Enfin, si beaucoup de lignes sont congestionnées, le marché est très fragmenté, peu liquide et donc sujet au pouvoir de marché local (Rosenberg [2000]). Les prix nodaux distordus par un pouvoir de marché local envoient des signaux économiques erronés, notamment pour les nouveaux investissements (Joskow-Tirole [2005]). Nous reviendrons sur la sensibilité des méthodes de conduite du système au pouvoir de marché local en 2.2.1.

L'efficacité du pricing nodal n'est donc assurée que si les hypothèses ci-dessus sont respectées. Néanmoins, cette option de conception du module de gestion des flux électriques à court terme est importante car elle internalise parfaitement les externalités que les congestions et les pertes peuvent causer sur le réseau de transport.

2. 1. 2. Redispatching

Avec le redispatching, la gestion des flux électriques se fait hors du marché de l'électricité. Dans ce cas, le marché de l'électricité suppose qu'il y a ni perte ni congestion sur le réseau de transport. Les congestions et les pertes sont des externalités car leurs effets ne sont pas internalisés dans le prix de l'énergie électrique. Le GRT est chargé de modifier les plans de production (parfois aussi de consommation) pour que les flux électriques respectent les limites de transport du réseau. Le coût des externalités n'est finalement observé que lors de la conduite du réseau en temps réel.

Le redispatching est ainsi constitué de deux programmes d'optimisation. Le premier correspond au marché de l'électricité sans congestion ni perte. Il n'existe alors qu'un seul prix de l'électricité. Ce premier programme d'optimisation est ainsi appelé marché à prix unique de l'énergie. Le second programme d'optimisation correspond aux corrections que le GRT apporte au marché électrique *a posteriori* pour que les contraintes de fonctionnement du réseau soient respectées. Ces deux programmes d'optimisation sont les suivants (Bompard *et al.* [2003]).

Marché de l'électricité à prix unique :

$$\min_{\tilde{S}} \left(\sum_{\tilde{k}} C_k(S_k) \right) \quad (2-5)$$

Sous contrainte des :

Contraintes de capacité des unités de production

$$S_k^{\min} \leq S_k \leq S_k^{\max}, \quad (2-6)$$

Contrainte d'équilibre du système

$$\text{et } \sum_k S_k = \sum D \perp PMS, \quad (2-7)$$

Redispatching et gestion des congestions et des pertes :

$$\min_{\Delta S} \left(\sum_{\tilde{k}} \delta_k(\Delta S_k) \right) \quad (2-8)$$

Sous contraintes des :

Contraintes de capacité des unités de production

$$S_k^{\min} \leq \tilde{S}_k + \Delta S_k \leq S_k^{\max}, \quad (2-9)$$

Contraintes de capacité du réseau (limites thermiques et de sécurité)

$$\forall l \in L, |F_l + \Delta F_l| \leq F_l^{\max} \text{ et } \Delta F_l = \overline{PTDF}_{l,c}(\overline{\Delta S}), \quad (2-10)$$

Contrainte d'équilibre du système

$$\sum_k \Delta S_k = \sum D + \sum_{l \in L} P_l, \quad (2-11)$$

Avec les pertes P_l telles que $\forall l \in L, P_l = \alpha_l F_l^2$

Le marché de l'énergie à prix unique consiste à minimiser les coûts de production (2-5) sans prendre en compte les congestions et les pertes du réseau de transport d'électricité. Tous les participants du marché sont payés ou paient le Prix Marginal du Système (*PMS*). Les quantités \tilde{S} sont produites à l'issue du marché.

La gestion des externalités liées aux pertes et aux congestions intervient dans un second temps. Les congestions et les pertes apparaissent suite aux résultats du marché électrique. Sur

la base des offres d'ajustement à la hausse ou à la baisse δ_k , le GRT minimise le coût de conduite du système lié aux congestions et aux pertes (2-8). Ce sont principalement les producteurs qui sont appelés à moduler leur puissance. Le GRT leur demande d'augmenter ou de diminuer leur production pour respecter les limites de transit des lignes électriques décrites par les contraintes (2-10) et pour équilibrer le système malgré les pertes incluses dans la contrainte (2-11). Généralement, lors du redispatching, les pertes ne sont pas prises en compte aussi finement que le modèle ci-dessus ne le laisse entendre. En simplifiant, les pertes ne sont qu'un déséquilibre entre la production et la consommation d'électricité. Aussi, le GRT rééquilibre le système au moindre coût en négligeant l'impact de ce rééquilibrage sur le volume des pertes.

La figure 2.3 (page suivante) reprend l'exemple précédent du réseau à deux nœuds sans perte. Si on ignore la capacité limitée de transport à l'équilibre, toute la consommation est alimentée par la production du nœud S. Le prix de marché vaut alors PMS. Cet équilibre induit un flux sur la ligne SD qui dépasse la capacité de transport disponible K, où $K < Q$. Cet équilibre n'est donc pas techniquement faisable. Pour ramener le système à un plan de production et de consommation techniquement faisable, le GRT appelle « à la baisse » les moyens de production au nœud S et appelle « à la hausse » les moyens de production au nœud D. Les producteurs sont payés ou paient le GRT à leur prix d'offre. Le dernier producteur appelé à la hausse au nœud D est payé P_{on} et le dernier producteur appelé à la baisse au nœud S paie P_{off} ⁷³.

Suite à l'appel des producteurs à la hausse et à la baisse, le redispatching génère donc un coût qui est supporté par le GRT à court terme⁷⁴. Sous l'approximation du courant continu et d'un réseau sans pertes, le coût de redispatching est égal au coût de congestion. Il est représenté sur la figure 2.3 par le trapèze gris foncé. Ce coût est généralement socialisé à long terme dans le tarif d'utilisation du réseau.

Sous les hypothèses de la concurrence pure et parfaite et de régulation parfaite du GRT, le redispatching aboutit aux mêmes quantités produites et consommées que le pricing nodal. Le surplus social est donc optimal⁷⁵. Mais, cette méthode ne permet pas d'internaliser les congestions et les pertes. Seuls les producteurs redispatchés savent qu'il y a une contrainte sur le réseau. Un producteur qui ne participe pas au redispatching ne peut savoir qu'il crée une congestion. Sur la figure 2.3, les producteurs redispatchés sont au nœud S ceux dont le coût de production est plus élevé que P_{off} et au nœud D ceux dont le coût de production est plus faible

⁷³ Dans certains systèmes, les producteurs sont aussi payés pour baisser leur production (Green [2004]).

⁷⁴ Voir Bompard *et al.* [2003] pour une formulation du coût de redispatching.

⁷⁵ C'est la répartition du surplus social entre les acteurs qui diffère entre le redispatching et le pricing nodal (Bompard *et al.* [2003]).

que P_{on} . Aussi, cette méthode n'assure pas une utilisation efficace de la capacité de transport du réseau et cette inefficacité peut coûter relativement cher (Green [2004]).

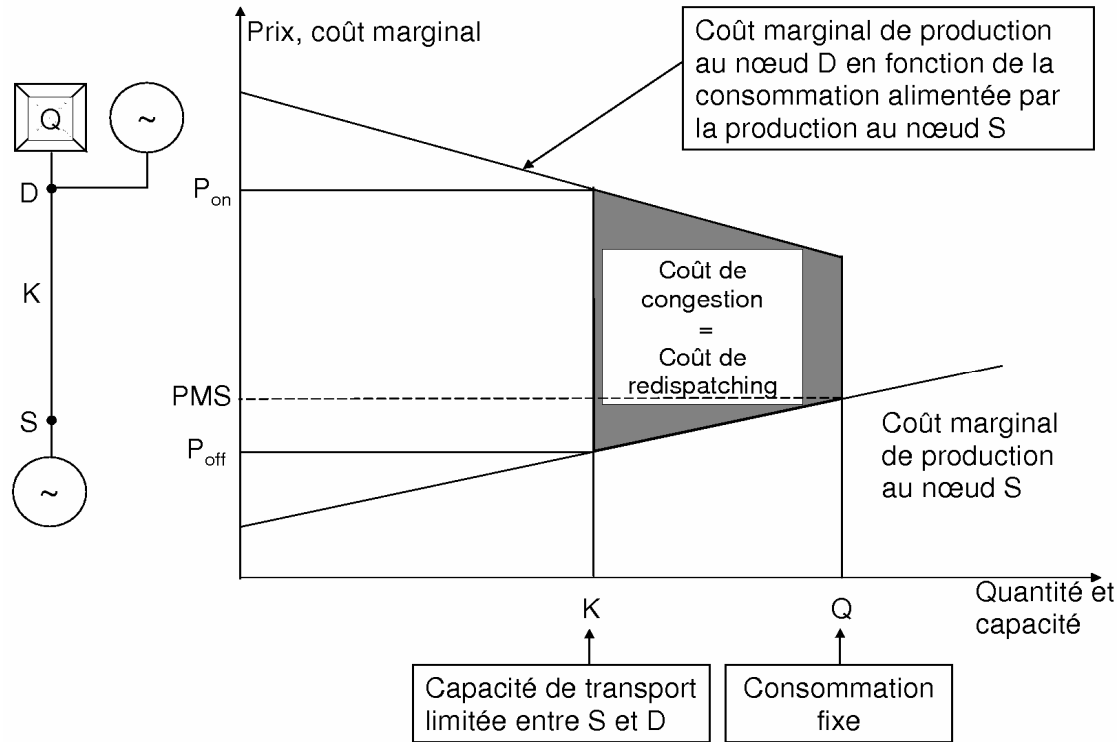


Figure 2.3 Représentation graphique du redispatching sur un réseau congestionné à deux nœuds

Cette mise en œuvre a l'avantage d'être relativement simple. La plupart des problèmes mentionnés pour le pricing nodal disparaissent pour le redispatching. Les prix nodaux n'ont pas besoin d'être calculés. Le bien électricité reste alors virtuellement homogène et cette homogénéité facilite l'usage de produits *forward* standardisés (Coulondre [2006]). Ces produits *forward* peuvent accroître la liquidité des places de marché et réduire le pouvoir de marché horizontal⁷⁶ sur la zone de responsabilité considérée. Toutefois, de même que pour le pricing nodal, l'existence de producteurs en monopole pour lever certaines contraintes structurelles du réseau de transport crée des opportunités d'exercice de pouvoir de marché local. Nous développons ce point en 2.2.1.

⁷⁶ Cf. note 55, page 76 pour une définition du pouvoir de marché. Contrairement au pouvoir de marché local qui s'exerce sur une zone géographique restreinte définie par une congestion, le pouvoir de marché horizontal s'exerce à une échelle géographique plus importante, à l'échelle d'un pays a minimum.

Ainsi, le redispatching n'est pas une méthode efficace de gestion des externalités des flux de réseau à court terme. Néanmoins, cette option de conception du module de gestion des flux électriques à court terme est la plus simple.

2. 1. 3. Pricing Zonal

Nous avons montré qu'une des principales difficultés de mise en œuvre du pricing nodal vient du nombre important de biens électricité différents créés pour l'internalisation des pertes et des congestions. Nous avons vu que l'avantage du redispatching, c'est sa simplicité, mais que cette méthode n'internalise aucune externalité. Ces deux méthodes sont des cas extrêmes. En effet, le pricing nodal internalise toutes les externalités en représentant tous les éléments du réseau de transport. Le « modèle économique de réseau » qui est utilisé pour le pricing nodal coïncide donc exactement avec le réseau de transport réel. D'un autre côté, le redispatching suppose qu'il n'y a aucune contrainte de transport sur le marché de l'énergie. Le modèle économique de réseau qui est utilisé pour le redispatching suppose qu'il n'y a ni perte ni congestion sur le réseau de transport.

Il existe des solutions intermédiaires où la précision du modèle économique de réseau permet de choisir le degré d'internalisation d'externalités. Il est ainsi possible de gérer chaque cause d'externalités de façon indépendante. Par exemple, les pertes peuvent être négligées dans le modèle économique de réseau. Dans ce cas, le pricing nodal n'internalise que les congestions et les pertes sont socialisées.

De façon analogue, il est possible de n'internaliser de façon approximative que les congestions les plus significatives. On parle alors de pricing zonal. Le pricing zonal s'appuie sur une formulation similaire à celle du pricing nodal. Dans cette formulation, le « modèle économique du réseau » utilisé dans le programme du pricing zonal définit une version simplifiée du réseau de transport réel. La définition du modèle économique de réseau est donc un élément central de la conception du pricing zonal. Trois degrés de liberté permettent de définir ce modèle économique de réseau : le nombre de zones de prix, la nature des liens entre ces zones et la séparation entre la fourniture de l'électricité et le droit d'usage du réseau.

Les zones de prix sont définies en regroupant les nœuds à l'intérieur de cette zone. C'est ce qu'illustre la figure 2.4. Le modèle économique de réseau du pricing nodal est constitué d'autant de zones de prix que de nœuds sur le réseau réel. À l'opposé, le modèle économique de réseau du redispatching est constitué d'une seule zone de prix. Dans le modèle économique d'un pricing zonal les nœuds du réseau réel sont regroupés au sein de zones de prix. Plus le nombre de zones de prix est grand, plus il y a d'externalités internalisées.

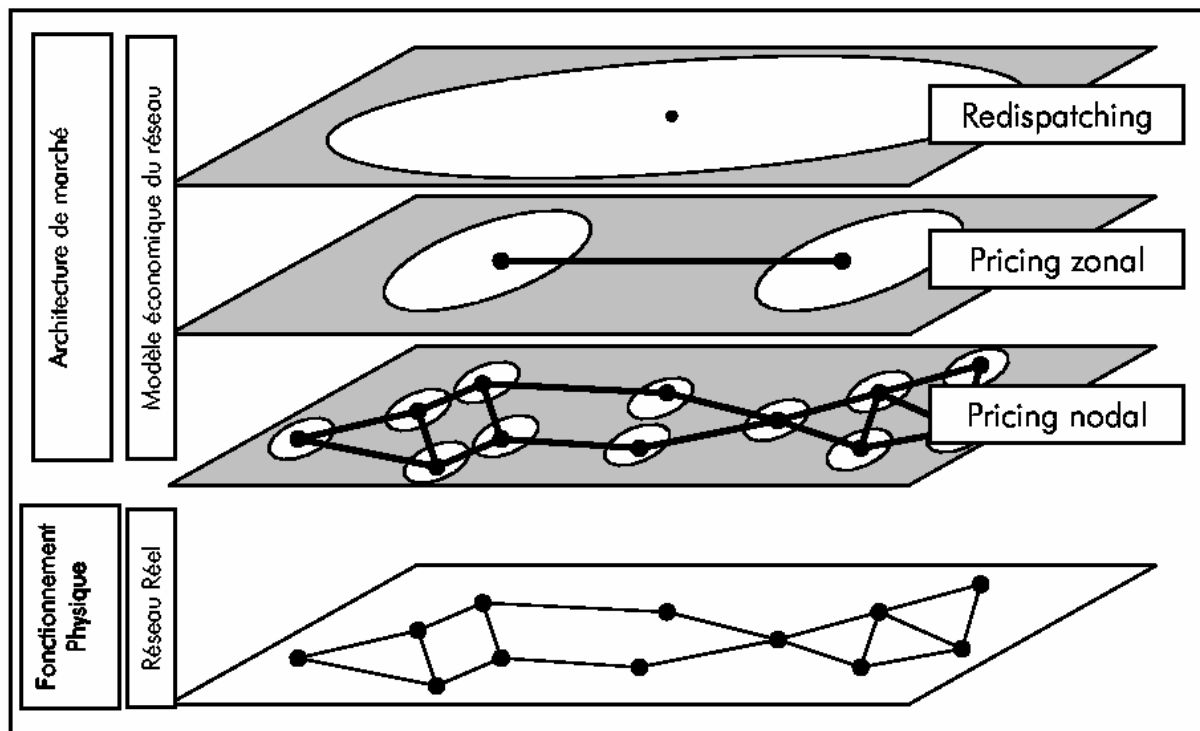


Figure 2.4 Schéma de différents degrés d'internalisation (d'après Sagan [2007])

Les lois qui définissent les liens entre zones peuvent répliquer le comportement réel des flux électriques ou supposer que les flux électriques suivent le chemin contractuel spécifié (*Contract Path* en anglais) comme un flux classique de matière. Lorsque le modèle économique de réseau reproduit le comportement réel des flux électriques, la modélisation est dite *flow-based*. Lorsque le modèle économique de réseau suppose que les flux électriques suivent le chemin contractuel spécifié, la modélisation est dite *ATC-based*⁷⁷. Les flux parallèles (*loop flows*) sont ignorés dans cette dernière modélisation. Les capacités de transport entre zones sont calculées en fonction de la modélisation choisie⁷⁸.

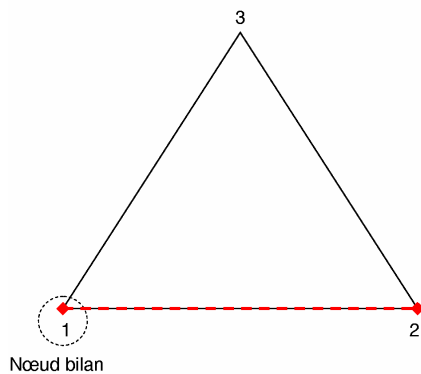
Le dernier point qui permet de définir le modèle économique de réseau est la possibilité de séparer la fourniture de l'électricité et le droit d'usage du réseau. Dans le pricing nodal, le droit d'usage du réseau est uni à la fourniture de l'électricité. Le droit d'usage et le bien électrique sont donc alloués et acquis ensemble en différenciant le prix de l'énergie par localisation. Mais, il est aussi possible d'allouer séparément l'électricité et les droits d'usage du réseau de transport. L'électricité est alors achetée sur le marché où les externalités ne sont

⁷⁷ ATC signifie *Available Transmission Capacity*. Contrairement à ce que ce terme peut laisser comprendre, l'ATC définit la capacité commerciale (et non physique) d'une interconnexion entre deux zones de responsabilité (ETSO [2001], Audouin *et al.* [2002a et b]).

⁷⁸ Audouin *et al.* [2002a et b], l'ETSO-EuroPEX [2004] et Dufour [2007] comparent les méthodologies *ATC-based* et *flow-based*.

pas internalisées. Les externalités sont internalisées grâce à l'échange entre utilisateurs du réseau de droits d'usage du réseau dans un marché du transport séparé du marché de l'énergie. Les participants du marché voulant injecter l'énergie dans un nœud du modèle économique de réseau et en soutirer dans un autre doivent se procurer les droits d'usage du réseau nécessaires. Ces droits d'usage sont mis aux enchères par le GRT (Chao-Peck [1996], Chao *et al.* [2000]). Les droits d'usage du réseau étant alloués de façon explicite, cette approche est connue aussi sous le nom d'« enchères explicites ».

Pour comprendre le fonctionnement de l'approche explicite, nous illustrons cette méthode sur l'exemple suivant. Nous considérons un réseau composé de trois nœuds et de trois lignes reliant les nœuds deux à deux (voir figure 2.5). La seule ligne qui a une limite de capacité est celle qui va du nœud 1 au nœud 2 (F_{1-2}). Les PTDFs de cette ligne 1-2 par rapport aux nœuds 1, 2 et 3 sont respectivement 0, $-2/3$ et $-1/3$ (cf. chapitre 1 section 1.3.1.2, tableau 1.4). Des droits d'usage doivent être créés pour allouer la capacité limitée de la ligne 1-2 (F_{1-2}). Les PTDFs définissent la clé de répartition de l'utilisation de cette ressource rare. Toutes les transactions doivent tenir compte la limite de transit de la ligne 1-2. En supposant dans notre exemple qu'il n'y a de la consommation qu'au nœud 1, l'ensemble des transactions q_i pour alimenter cette consommation doit répondre à la contrainte formulée par l'équation (2-12).



$$\sum_{i=1}^3 PTDF_{1-2,i} q_i \leq F_{1-2} \quad (2-12)$$

Figure 2.5 Allocation de droit explicite d'usage du réseau

Une transaction entre le nœud 1 et le nœud 2 passe pour $2/3$ par la ligne 2-1. Aussi, pour satisfaire ce critère, un acteur de marché qui souhaite réaliser une transaction de Q MW entre le nœud 1 et le nœud 2 devra préalablement se procurer $2/3 Q$ MW de droit d'usage de la ligne 1-2. De même, une transaction entre le nœud 1 et le nœud 3 passe pour $1/3$ par la ligne 1-2. Aussi, un acteur qui souhaite réaliser une transaction de S MW entre le nœud 1 et le nœud 3 devra préalablement se procurer $1/3$ de S MW de droits d'usage de la ligne 1-2.

Les droits explicites posent des problèmes de définition (Ruff [2001]) et de robustesse au pouvoir de marché (Neuhoff [2003])⁷⁹. Par ailleurs, Jullien *et al.* [2006] et Kristiansen [2007a, b] ont montré que l'approche explicite aboutit à des résultats moins efficaces que lorsque les droits d'usage du réseau sont alloués implicitement avec l'électricité, car les utilisateurs du réseau font des anticipations erronées de leur usage du réseau.

Les modèles zonaux simplifient considérablement l'internalisation des congestions. Toutefois, la définition d'un nombre réduit de zones de prix pour ne prendre en compte que les principales externalités n'est pas évidente. La conception d'un modèle économique de réseau sur un réseau maillé⁸⁰ peut être relativement difficile (Boucher-Smeers [2002, 2003], Ehrenmann-Smeers [2005]).

Finalement, la conception d'un modèle économique de réseau est complexe. Et les possibilités sont sans doute infinies avec des conséquences significatives et variables en terme de redistribution. Mais le pricing zonal permet un compromis entre un marché électrique plus simple et la volonté d'internaliser un maximum d'externalités. Les externalités les plus significatives sont ainsi internalisées par un pricing zonal tout en autorisant le développement de marché *forward* liquide. Les externalités restantes sont traitées par redispatching.

2. 1. 4. Coordination de plusieurs zones de responsabilité pour la conduite du système à court terme

Précédemment, la gestion des flux électriques ne s'effectuait que sur une zone de responsabilité unique qui couvrait la totalité du réseau de transport. Dans la réalité, plusieurs zones de responsabilité interconnectées se partagent la gestion d'un même réseau de transport. Ainsi, les outils de gestion du réseau, les Gestionnaires de Réseau de Transport et les autres institutions de chaque zone de responsabilité sont rarement isolés.

Les responsabilités de chaque GRT sont limitées à la zone géographique définie par sa zone de responsabilité. Cette zone est généralement définie par les limites géographiques d'un pays ou d'un état ou d'un groupe d'états mais ne couvre pas l'ensemble du réseau de transport (cf. chapitre 1 section 2.2 et figure 2.6).

⁷⁹ Voir Pignon [2003] pour une analyse complète de l'approche explicite.

⁸⁰ Sur un réseau maillé, il existe plusieurs chemins pour aller d'un nœud à un autre du réseau (cf. chapitre 1 section 1.3).

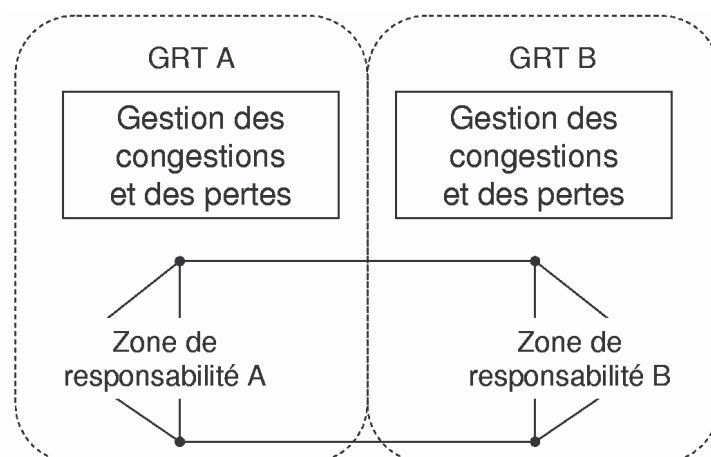


Figure 2.6 Gestion des flux électriques sur plusieurs zones de responsabilité

Le lien entre les échanges économiques d'électricité et leurs réalisations physiques est complexe (cf. chapitre 1 section 1.3.1.2). Cela est d'autant plus vrai lorsque la gestion du réseau de transport d'électricité est découpée entre les zones de responsabilité. Le réseau électrique fonctionne comme une seule grande machine. Aussi, une action (injection ou soutirage) dans une zone de responsabilité peut agir dans une autre zone de responsabilité et y créer une congestion par exemple. C'est une externalité qu'on appelle un effet de frontière⁸¹ (Costello [2001]). Notre objectif est de comprendre comment, sous l'hypothèse de GRT parfaitement régulés, bienveillants et efficaces, les modules de chaque zone de responsabilité peuvent s'articuler pour coordonner ces zones.

L'intégration géographique des marchés électriques a des bénéfices largement reconnus par les économistes et les ingénieurs (Joskow-Schmalensee [1983], Lambert [2001], Harvey [2003], ETSO [2005], Meeus *et al.* [2006]). Ces bénéfices viennent, d'une part, d'une meilleure conduite du système et, d'autre part, de l'amélioration des conditions de concurrence. D'un point de vue opérationnel, les bénéfices sont les mêmes que ceux qui justifiaient une coordination entre entreprises verticalement intégrées fonctionnant sur le même réseau de transport (cf. chapitre 1 section 2.2.1). L'augmentation de l'étendue des marchés électriques doit aussi permettre de stimuler la concurrence (Boucher-Smeers [2002], Harvey [2003]). C'est la voie poursuivie en Europe par la Commission Européenne [1996, 2003, 2005] et les régulateurs de l'ERGEG [2006] (Finon [2001], Glachant *et al.* [2005]). C'est aussi celle poursuivie aux États-Unis par le régulateur fédéral de l'électricité, la FERC [1999, 2002], avec la création de grandes organisations régionales de transport (*Regional Transmission Organizations*, RTO) qui gèrent le réseau grâce à une architecture de marché standardisée (appelé *Standardized Market Design*, SMD) (Joskow [2005a], Joskow [2006a]).

⁸¹ Appelées *spillover effects* par Costello [2001].

Le concept de coordination parfaite exposée pour les entreprises intégrées idéales dans la section 2.2.1 du chapitre 1 peut être appliqué tel quel aux GRT⁸². Un GRT unique est constitué par la fusion des GRT qui couvrent le réseau de transport. Et pour assurer la meilleure internalisation des externalités sur toute l'étendue du réseau de transport, ce GRT met en place le pricing nodal. La constitution d'un GRT unique sur toute l'étendue d'un réseau de transport a les mêmes avantages en terme de meilleure utilisation des ressources du système électrique que la constitution d'une unique entreprise intégrée. Par ailleurs, cette fusion des GRT a les mêmes limites techniques que celles d'une unique entreprise verticalement et horizontalement intégrée.

Dans la réalité, il n'est pas toujours possible de mettre en œuvre la coordination parfaite de la conduite du système sans effets de frontières avec un GRT unique. Les coûts de mise en œuvre et de fonctionnement de mécanismes de coordination peuvent être importants et supérieurs aux bénéfices attendus de la coordination. Ainsi, une coordination imparfaite ou l'absence de coordination peuvent aussi être des solutions optimales (Costello [2001]). Par exemple, le besoin de coordination entre des GRT voisins et l'efficacité de la méthode de coordination varie avec la topologie des réseaux. Plus les réseaux sont maillés et interconnectés, plus la coordination est efficace pour internaliser les effets de frontières (Costello [2001]). Il peut donc être nécessaire de considérer des solutions de coordination de second rang qui s'écartent plus ou moins du cas parfait. Ces formes de coordination de second ordre sont basées sur la coordination de GRT distincts et de leurs modules respectifs de conduite du système à court terme.

Il est possible de s'approcher d'une coordination parfaite en recourant à des mécanismes de coordination entre les modules de conduite du système et entre les GRT. Dans le cas des entreprises intégrées, la coordination est réalisée à un seul niveau, entre entreprises, celles-ci utilisant le même contrôle-commande. Dans le cas d'une organisation basée sur la concurrence, la coordination doit être mise en place à deux niveaux. Premièrement, les GRT doivent échanger des données décrivant chacune des zones de responsabilité. Deuxièmement, un mécanisme de coordination adéquat doit être mis en œuvre entre les options de conduite du système qui peuvent être différentes.

Les mécanismes de coordination cherchent alors à simuler un fonctionnement parfaitement coordonné où les effets de frontières sont internalisés. La diversité des options de conduite du système peut nécessiter la création de modules intermédiaires qui feraient office de « passerelles » entre les options différentes de gestion des flux électriques. L'objectif de ces modules intermédiaires et des protocoles de communication entre GRT est de simuler un GRT unique et une conduite du système sans effet de frontières (Cadwalader *et al.* [1999],

⁸² Voir Saguan [2007] pour une présentation complète de ce concept dans le cadre des marchés du temps réel.

Harvey [2003]). Ces passerelles auront d'autant plus d'importance que les options choisies par chacune des zones de responsabilité internaliseront peu les externalités d'usage du réseau. Ainsi, on distingue deux formes de coordination, la coordination par harmonisation et la coordination par combinaison (Pignon [2003], Glachant *et al.* [2005]).

Quand la coordination s'effectue par harmonisation, les GRT choisissent la même option pour le module de gestion des flux électriques. Les GRT attribuent alors la capacité de leur réseau et la capacité d'interconnexion dans leur zone de responsabilité de la même façon. Or les performances des différentes options de gestion des flux électriques varient notablement. La coordination par harmonisation avec pricing nodal est la méthode de second ordre qui est atteinte le mieux l'objectif de coordination (Cadwalader *et al.* [1999])⁸³. Les efforts des pouvoirs publics devraient donc s'orienter vers la création d'institutions et de structures organisationnelles qui permettent la mise en place d'une telle coordination.

Quand la coordination s'effectue par combinaison, les zones responsabilité se coordonnent en passant par une passerelle de pricing zonal. Dans ce cas, chaque zone de responsabilité garde sa méthode de gestion des flux électriques internes à sa zone et la passerelle de pricing zonal permet d'internaliser les externalités sur les interconnexions entre zones. La définition du modèle économique de réseau du pricing zonal est le cœur de cette passerelle. Chaque nœud de ce modèle de réseau représente une zone de responsabilité (ou une zone de prix d'une zone de responsabilité) où les congestions internes sont gérées par redispatching. Le modèle de réseau économique consiste ensuite à relier ces nœuds par des lignes qui figurent les interconnexions entre zones. Ainsi, le degré d'internalisation des externalités de la coordination varie avec les trois paramètres du modèle économique de réseau : le nombre de zones de prix (et de lignes d'interconnexion), la nature des liens entre ces zones et la séparation entre la fourniture de l'électricité et le droit d'usage du réseau. À mesure que ces trois paramètres s'éloignent de la réalité physique du réseau, la coordination de la gestion économique des flux électriques s'éloigne de l'optimum.

Nous avons montré que les options du module de conduite du système à court terme peuvent internaliser à des degrés divers les externalités d'usage au sein d'une zone de responsabilité, mais aussi en tenant compte des zones de responsabilités voisines. Le tableau

⁸³ L'harmonisation peut se faire sur la base du redispatching. Mais, cette méthode de coordination présente les mêmes défauts que le redispatching pour internaliser les externalités. Par ailleurs, cette méthode pose l'épineuse question de la répartition des coûts des externalités entre les zones de responsabilité impliquées. Enfin, entre zones de responsabilité, les capacités de transit et d'interconnexion sont généralement faibles pour des raisons historiques. Aussi, les contraintes y sont importantes et le redispatching pour gérer ainsi les interconnexions générerait un coût de congestion prohibitif. Cette méthode a été proposée par les associations de consommateurs d'électricité FEBIELEC et UNIDEN (ETSO [2003]) mais n'a jamais été mise en œuvre.

2.3 résume et classe les différentes solutions de conduite du système en fonction de du degré d'internalisation des externalités et suivant que le GRT perçoit la rente de congestion ou supporte le coût du redispatching.

Tableau 2.3 Méthodes de conduite du système classées par niveau d'internalisation des externalités et par niveau de socialisation du coût de la conduite du système

Méthodes de conduite du système à court terme	Niveau d'internalisation des externalités	Rente de congestion ou coût de redispatching pour le GRT
<i>Pricing nodal</i>	Haut	Rente de congestion
<i>Pricing zonal</i>	Moyen	Rente de congestion et coût de redispatching
<i>Redispatching</i>	Bas	Coût de redispatching

Un GRT idéal choisit ainsi le pricing nodal pour le module de conduite du système, afin d'internaliser les externalités liées aux congestions et aux pertes de sa zone. Selon la volonté des GRT voisins d'internaliser les effets de frontières, la coordination s'effectue par harmonisation, chaque GRT mettant en œuvre le pricing nodal, ou par combinaison, à l'aide d'une passerelle qui laisse à chaque GRT la liberté d'opérer les flux électriques comme il l'entend dans sa zone de responsabilité.

Connaissant le choix du GRT idéal pour le module de conduite du système, nous abordons maintenant les limites des signaux de court terme pour coordonner à long terme la production et le transport d'électricité.

2. 2. LES LIMITES DES SIGNAUX DE COURT TERME POUR LA COORDINATION DES INVESTISSEMENTS EN PRODUCTION ET EN TRANSPORT

Le pricing nodal (et le pricing zonal dans une certaine mesure) peut parfaitement coordonner les producteurs pour qu'ils utilisent de façon optimale la capacité de transport du réseau. Toutefois, les signaux de court terme émis par le marché de l'énergie présentent certaines limitations sur le long terme pour assurer une coordination entre les investissements du réseau de transport et ceux de la production. On trouve deux limitations à la coordination grâce aux signaux de court terme.

Premièrement, toutes les options de conduite du système sont sensibles au pouvoir de marché local des centrales qui peuvent seules lever les congestions structurelles (Harvey-Hogan [2000]). Mais il est possible de réguler le pouvoir de marché local (Wolak-Bushnell [1999]). Deuxièmement, les produits financiers de couverture qui permettent de distinguer un

signal de long terme dans le pricing nodal (ou zonal) ne peuvent coordonner que partiellement les investissements en réseau avec les investissements en production.

2. 2. 1. Régulation du pouvoir de marché local

Un producteur exerce son pouvoir de marché local lorsqu'il exige une rémunération anormalement élevée pour résoudre une congestion qu'il est l'un des seuls voire le seul à pouvoir lever (Newbery *et al.* [2004]). Mais le GRT est obligé de faire appel à ce producteur car il est indispensable à la fiabilité du réseau (*reliability-must-run generators*).

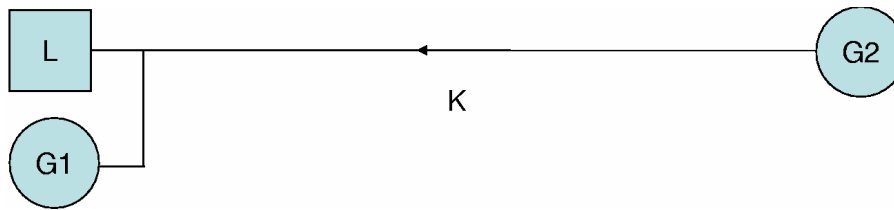
Le pouvoir de marché local a des conséquences en terme d'inefficacité à court terme et de redistribution des surplus entre acteurs de marché. Surtout, le pouvoir de marché local peut conduire le GRT à faire une mauvaise évaluation des besoins en investissement réseau (Joskow-Tirole [2005]). Pour pouvoir évaluer avec précision les besoins d'investissement en réseau, il est nécessaire de réguler le pouvoir de marché local. Sous l'autorité du régulateur, le GRT passe un « contrat amont » avec ces moyens de production pour réguler leur pouvoir de marché local. D'un commun accord, le régulateur et le GRT soustraient une part du système électrique au marché. Le régulateur doit donc être particulièrement vigilant dans ce domaine.

La régulation de pouvoir de marché local doit répondre à deux exigences par rapport au fonctionnement du marché électrique. Premièrement, la régulation du pouvoir de marché doit se faire de façon à assurer la couverture des coûts fixes du ou des producteurs concernés. Deuxièmement, ce contrat s'effectuant en dehors du marché, les termes de son utilisation doivent être transparents.

2. 2. 1. 1. Contractualisation amont

Un producteur peut exercer son pouvoir de marché local dans deux situations qu'illustre la figure 2.7 (page suivante). Le producteur G1 situé dans une poche de consommation est en position de monopole à la pointe (voir figure 2.7 cas n°1). Le producteur G2 qui exporte sur une unique ligne électrique trop faible vis-à-vis de sa capacité est aussi en position de monopole (figure 2.7 cas n°2)⁸⁴. Il peut alors s'offrir à la baisse à un prix négatif avec une valeur absolue très élevée (Newbery *et al.* [2004]).

⁸⁴ Cette situation est tout à fait possible pour un producteur éolien par exemple.



$K < L$: Cas n°1 avec pouvoir de marché à la hausse du générateur G1

$K < G2$: Cas n°2 avec pouvoir de marché à la baisse de G2

Figure 2.7 Congestion et pouvoir de marché local à la hausse ou à la baisse

De façon plus générale, il est possible qu'il existe peu de producteurs qui puissent lever une contrainte structurelle (en produisant plus ou moins suivant qu'ils congestionnent ou décongestionnent la ligne). Les producteurs sont alors en oligopole et ils peuvent y exercer un pouvoir de marché conséquent. En cas de congestion, la demande d'électricité réagit peu au pouvoir de marché des producteurs du fait de la très faible élasticité de la demande. Alors, le GRT n'a d'autre choix que d'appeler ces producteurs quel que soit le prix auquel ils offrent leur puissance.

Pour se prémunir contre ce comportement opportuniste, le GRT en accord avec le régulateur conclut un contrat amont avec les producteurs qui ont un pouvoir de marché local. Un contrat amont est un contrat de long terme qui permet au GRT de convenir avec le producteur d'un prix maximum offert pour l'ajustement de sa production (sur le marché nodal ou lors du redispatching) et/ou de la disponibilité d'une puissance ajustable (à la hausse ou à la baisse) pendant certaines périodes-clés pour lever certaines contraintes. Des contrats amont sont nécessaires pour réguler le pouvoir de marché local, car les centrales de production concernées ont une spécificité de site importante pour la gestion de ces contraintes structurelles (Perez [2002]).

Les termes du contrat peuvent être négociés au cas par cas (Carlton [2005]). Les règles de fonctionnement de la zone de responsabilité peuvent aussi spécifier une règle standardisée qui limite le prix des offres (*bid cap*) si les contraintes sur le réseau donnent du pouvoir de marché à des producteurs dans certaines parties de la zone de responsabilité (Baldick *et al.* [2005]). La négociation au cas par cas est généralement la méthode appliquée dans les systèmes ayant choisi le redispatching pour gérer leurs congestions. La règle standardisée du *bid cap* est généralement appliquée dans les systèmes ayant opté pour le pricing nodal.

2. 2. 1. 2. Contrat amont et récupération des coûts fixes en production

La conception du contrat amont est complexe car ce contrat doit fournir les bonnes incitations de fonctionnement au producteur, qu'il soit en situation de monopole ou non, tout en lui permettant de récupérer ses coûts fixes. En prenant le cas des centrales qui maintiennent

la fiabilité du réseau dans le marché californien, Wolak-Bushnell [1999] montrent comment doit être conçu un contrat amont.

La limite de prix d'offre imposée par le contrat amont au producteur en position de monopole pour lever une congestion doit être proche du coût marginal de production. Pour récupérer ses coûts, le *bid cap* doit être au moins égal au coût marginal de fonctionnement de la centrale en position localement dominante. Mais le *bid cap* ne doit pas excéder le coût marginal de fonctionnement de la centrale considérée. Sinon, le producteur a une incitation à ne pas participer au marché électrique s'il est marginal, car il peut gagner plus en étant payé au-dessus de son coût marginal grâce au contrat amont.

Le contrat amont doit donc limiter le prix d'offre d'ajustement du producteur en position localement dominante à son coût marginal. Il doit aussi comprendre une rémunération complémentaire pour assurer la récupération des coûts fixes du producteur. Si le producteur se retrouve souvent en position dominante pour lever une congestion, dans une poche de consommation par exemple, le *bid cap* empêche le producteur de recouvrer ses coûts fixes. À cause du *bid cap*, il peut donc être plus avantageux pour le producteur visé de fermer sa centrale par manque de rentabilité que de la faire fonctionner à pertes. Un contrat amont qui se limiterait à plafonner le prix d'offre que le producteur peut pratiquer pour ajuster sa puissance en cas de congestion aboutirait à la fermeture systématique de la centrale indispensable à la gestion de la congestion. Le GRT n'aurait alors d'autre choix que de délester de la consommation, allant ainsi à l'encontre de l'objectif attaché à la contractualisation amont, à savoir le maintien de la fiabilité du système.

Le *bid cap* au coût marginal doit donc être complété d'une rémunération complémentaire pour assurer au producteur de récupérer ses coûts fixes dans un contrat amont. Pour ne pas interférer avec les décisions de court terme du producteur, cette rémunération complémentaire doit être un terme « de capacité » qui incite à la disponibilité de la centrale. Le terme de capacité est versé périodiquement, tous les mois ou tous les ans au producteur. Ce paiement périodique doit s'appuyer sur le coût fixe de la période et sur la contribution relative de la centrale à la fiabilité du système. Donc, ce paiement sera d'autant plus élevé que le temps pendant lequel la centrale est nécessaire à la fiabilité du système est long. Le contrat amont qui permet de réguler les producteurs en position localement dominante est ainsi conçu comme un contrat d'option dont la composante fixe est le terme de capacité et la composante variable est le *bid cap*.

2. 2. 1. 3. Transparence de la contractualisation amont

La contractualisation amont doit participer à la coordination entre la production et le transport d'électricité à long terme, grâce à la transparence du cadre d'application des contrats amont. Certes, le contrat amont se passe entre un ou des producteurs en position localement

dominante et le GRT pour éviter qu'ils exercent leur pouvoir de marché. Toutefois, le raccordement de nouveaux acteurs bien localisés pourrait lever la congestion et/ou modifier le comportement du producteur précédemment en position dominante locale. Le besoin de recourir à la contractualisation amont peut alors s'en trouver profondément réduit. La méthode de gestion des congestions à court terme participe donc beaucoup à la transparence des contrats amont en signalant les congestions.

Dans le cadre du pricing nodal, la contractualisation amont peut être standardisée, ce qui permet de traiter avec transparence les problèmes de pouvoir de marché local. En plus du lieu et de l'occurrence des congestions, les producteurs connaissent le degré de concurrence « seuil » à partir duquel le prix de leurs offres pour lever les congestions est limité (*bid cap*)⁸⁵.

Dans le cas du redispatching, les données en temps réel ou même en J-1 sur les congestions structurelles ne sont pas nécessairement publiques. Alors, il peut être difficile d'établir des conditions d'application standardisées des contrats amont. Ces conditions d'application ne se limitent pas à l'occurrence et au lieu des congestions considérées dans le contrat amont. Comme mentionné précédemment, elles incluent aussi le degré de concurrence en dessous duquel on considère que les risques d'abus de pouvoir de marché pour lever une congestion sont importants et requièrent l'application des termes du contrat amont.

Des exercices tels que des bilans prévisionnels (RTE [2005b]) ou la publication des « capacités d'accueil »⁸⁶ peuvent permettre aux acteurs d'identifier des zones déficitaires en production. La capacité d'accueil d'un nœud (ou d'une zone) du réseau est la capacité nodale (ou zonale) de production ou de consommation qui peut être raccordée en ce nœud (ou cette zone) sans créer de nouvelles congestions. Ces éléments renseignent donc les producteurs sur des opportunités de raccordement. L'allocation du contrat amont par une enchère permet aussi de rendre publics les termes du contrat et la congestion structurelle. Le GRT français RTE a ainsi alloué par une procédure d'enchère un contrat amont pour lever les contraintes d'approvisionnement de la Bretagne (RTE [2006d]).

Pour conclure, la contractualisation amont permet au GRT (sous l'égide du régulateur) de réguler le pouvoir de marché local de certains producteurs. Un contrat amont efficace doit

⁸⁵ Sur la zone de PJM (www.pjm.com), un GRT dans le Nord-Est des États-Unis, le Herfindahl-Hirschman Index (HHI) (qui correspond à la somme des carrés des parts de marché – Stoft [2002]) détermine le niveau de concurrence lié à chacune des congestions structurelles par des études annuelles sur des points horaires déterminés (FERC [2004a]). L'ensemble des congestions sur lesquelles ce système de réduction du pouvoir de marché est susceptible d'être mis en place est révisé tous les ans.

⁸⁶ Voir les capacités d'accueil publiées dans le *Seven Year Statement* par NGT, le GRT de la Grande-Bretagne (www.nationalgrid.com/uk) celles publiées par RTE, le GRT français sur www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_raccord_prod.jsp

prendre en compte les coûts fixes de production afin d'assurer la rentabilité de la centrale aux yeux du producteur et son fonctionnement pérenne. La transparence des contrats amont par l'intermédiaire d'un signal prix est fortement liée à l'architecture de marché (redispatching ou pricing nodal). Ainsi, les marchés avec un pricing nodal sont en eux-mêmes suffisamment transparents pour que le prix et la mise en application des contrats amont le soient aussi. Pour les marchés structurés autour d'un redispatching, la transparence des contrats amont réside pour une part conséquente dans la publication de données sur la localisation et la fréquence des contraintes structurelles.

Nous voyons maintenant que les signaux de localisation de court terme émis par le pricing nodal (ou zonal) présentent des limitations plus fondamentales pour la coordination à long terme de la production et du transport d'électricité.

2. 2. 2. Droit de transport et coordination à long terme entre le transport et la production d'électricité

Dans un marché où le pricing nodal est mis en œuvre, les différentiels de prix nodaux sont volatiles (Hadsell-Shawky [2006]). Des droits financiers de transport complètent ainsi le marché nodal de l'énergie. Ils permettent aux acteurs de se couvrir contre la volatilité des différentiels de prix nodaux. Les droits de transport les plus répandus sont les *Financial Transmission Rights* (FTRs)⁸⁷. Ils ont été mis en place dans tous les marchés nodaux des États-Unis (FERC [2007]) et dans une forme décentralisée dans le marché électrique zonal de Scandinavie, le Nordpool (Kristiansen [2004a])⁸⁸. Les FTRs permettent de distinguer un signal de long terme dans les signaux de court terme du pricing nodal. Ils participent ainsi à la coordination à long terme du réseau de transport et de la production d'électricité. Cependant, la coordination atteinte est généralement imparfaite car les FTRs ne sont pas adaptés à toutes les caractéristiques particulières du réseau de transport, à moins de ne considérer des situations de développement du réseau où ces caractéristiques sont très peu présentes.

2. 2. 2. 1. Les FTRs, des droits financiers de transport

Hogan [1992] définit les FTRs comme des « droits financiers de transport point-à-point ». Ils permettent à leur détenteur de se couvrir contre le risque lié à la volatilité des différentiels de prix nodaux. Les FTRs ne sont pas des droits physiques. Ils ne donnent donc pas un droit d'usage du réseau. Ils donnent droit à capter une part de la rente de congestion.

⁸⁷ Ces droits sont également appelés “*Transmission Congestion Contracts*” (TCC) ou “*Congestion Revenue Rights*” (CRR).

⁸⁸ Dans ce cas, ces droits sont des contrats pour différences (*Contract for Differences – CfD*). Kristiansen [2004a] en a fait une première analyse. Ces droits ne sont pas alloués de façon centralisée par le GRT mais échangés de façon décentralisée.

Un FTR_{i-j} permet à son détenteur de capter la différence de prix entre un nœud source i de prix nodal P_i et un nœud charge j de prix nodal P_j à hauteur de la quantité Q_{i-j} de FTR détenue entre ces deux nœuds.

$$FTR_{i-j} = Q_{i-j} (P_j - P_i)$$

Le GRT vérifie qu'il pourra percevoir suffisamment de rente de congestion pour honorer les FTRs alloués grâce au « test de faisabilité simultanée » (*Simultaneously Feasibility Test* – SFT). Dans ce test, le GRT assimile les FTRs à des transactions physiques, calcule les flux issus de ces transactions et vérifie qu'ils ne dépassent pas les capacités des lignes. On dit alors que les FTRs sont simultanément faisables. Ainsi, les FTRs sont alloués sur le long terme en prenant en compte les externalités du réseau électrique, en premier lieu les congestions, et parfois aussi les pertes (Hogan [2002b], Kristiansen [2004b]). Les FTRs sont alloués aux utilisateurs du réseau par le GRT, soit gratuitement sur la base d'historiques soit à l'aide d'enchères. Les utilisateurs du réseau peuvent ensuite s'échanger les FTRs pour les faire correspondre à leur besoin.

Nous connaissons la définition des FTRs et leur méthode d'allocation. Nous montrons maintenant que les FTRs ne permettent pas de coordonner complètement la production et le transport d'électricité.

2. 2. 2. 2. La couverture des coûts du réseau par les FTRs

Les FTRs ne couvrent pas tous les coûts d'infrastructures du réseau. On trouve trois raisons à cela : la structure de coût, les incertitudes dans la planification et la fiabilité comme critère de planification du réseau.

Pérez-Arriaga *et al.* [1995] montrent à partir de simulations numériques que la rente de congestion ne couvre dans les faits que 20 à 30% du coût du réseau pour un réseau dimensionné de façon optimale. Hormis toute prime de risque, les FTRs sont valorisés à la moyenne des différentiels de prix nodaux, soit à la moyenne de la rente de congestion (Siddiqui *et al.* [2005]). Les FTRs ne permettent donc de couvrir en moyenne que 20 à 30% des coûts d'investissements du réseau. Pérez-Arriaga *et al.* [1995] montrent que la rente de congestion ne peut pas couvrir le coût des lignes à cause de la structure de coût du réseau. Le coût des lignes électriques est caractérisé par les économies d'échelle et les indivisibilités. Les économies d'échelle sont importantes jusqu'à 750 MW et encore présentes au-delà. À partir de 500 MW, la capacité des lignes électriques évolue par paliers de 500 à 1000 MW (Fuldner [1998], Brunekreeft [2004]).

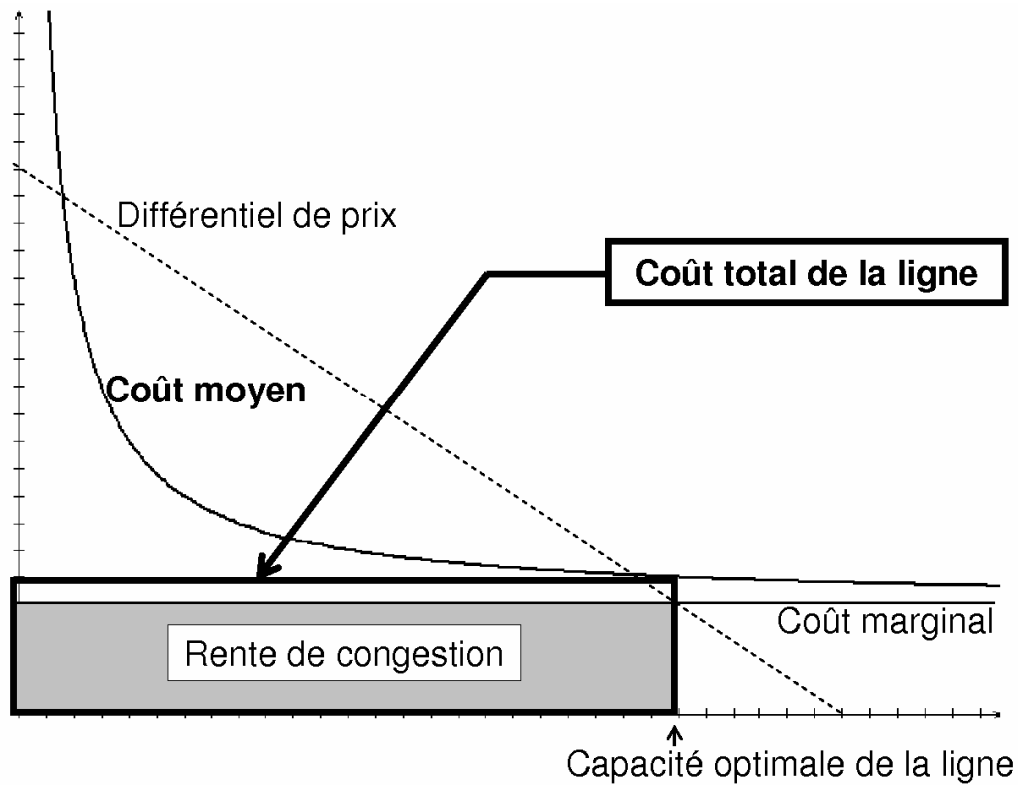


Figure 2.8 Rente de congestion et économie d'échelle des lignes électriques

La figure 2.8 montre que pour un investissement de capacité optimale, la rente de congestion est trop faible pour couvrir le coût de cet investissement. Nous considérons le cas le plus simple d'un réseau avec deux nœuds reliés par une ligne électrique de capacité K . Nous supposons que le différentiel de prix nodaux (représenté par la droite en pointillés) entre ces deux nœuds décroît linéairement avec la capacité de transport. Nous supposons aussi que le coût de la capacité de transport C est de la forme $C = a \times K + b$. Le coût marginal de la capacité du réseau est donc constant (représenté par la droite horizontale). Et le coût moyen de la capacité du réseau est une hyperbole et est supérieur au coût marginal⁸⁹. La capacité optimale du réseau est définie par l'égalité du coût marginal et du revenu marginal de la ligne, soit le différentiel de prix nodaux. La rente de congestion (représentée par le rectangle gris) que le propriétaire de la ligne perçoit est plus faible que le coût total du réseau (représenté par le rectangle aux bords épais). La rente de congestion n'est donc pas suffisante pour couvrir le coût du réseau en cas d'économie d'échelle.

Le réseau de transport est aussi naturellement surdimensionné, à cause des incertitudes dans le cadre de son investissement et de sa fiabilité. Deux éléments liés aux incertitudes

⁸⁹ Le coût moyen CM est une hyperbole car $CM = C / K = (a \times K + b) / K = a + b / K$, où C est le coût total de la ligne tel que défini dans le texte.

justifient ce surdimensionnement. Premièrement, les hypothèses de fonctionnement du réseau prises en planification conduisent à surdimensionner la capacité de transport. En effet, la flexibilité du réseau autorisée lors de la planification du réseau est plus stricte que celle permise lors de la conduite du système électrique. La planification du réseau est donc plus contrainte que sa conduite à court terme (Joskow [2006c]). Cet état de fait est nécessaire car il permet au planificateur du réseau de transport de se prémunir contre les fortes incertitudes qui encadrent son travail. Deuxièmement, le réseau de transport d'électricité est planifié dans un environnement incertain. Aussi, même sous l'hypothèse d'un GRT parfaitement régulé, bienveillant et efficace qui développe le réseau de transport de façon à maximiser le surplus social, il est presque inévitable que les prévisions sur lesquelles sont basés les investissements s'avèrent incorrectes (Smeers – Pérez-Arriaga [2003]). Les investissements sont donc « sous-optimaux » par rapport à l'utilisation du réseau finalement observée.

La fiabilité du réseau pour éviter la déconnexion d'une part importante de la consommation est la dernière caractéristique du réseau qui empêche d'en couvrir les coûts à partir des FTRs et de la rente de congestion. En effet, les contraintes de fiabilité du type « N-k »⁹⁰ motivent une très grande majorité des investissements du réseau de transport. Les renforcements du réseau de transport justifiés par la fiabilité du réseau interviennent avant qu'un différentiel de prix nodaux n'apparaisse. Les investissements du réseau justifiés par la fiabilité empêchent donc généralement l'apparition de différentiels de prix nodaux suffisants pour que les FTRs rentabilisent à eux seul un investissement réseau (Joskow [2006c]).

Nous venons de montrer que les FTRs et la rente de congestion ne peuvent couvrir le coût du réseau à cause de sa structure de coût et des règles utilisées pour planifier le réseau. Nous voyons maintenant que les FTRs présentent certaines caractéristiques qui faussent leur valorisation par les acteurs de marché.

2. 2. 2. 3. La valorisation faussée des FTRs

La valeur des FTRs est faussée pour deux raisons. Les acteurs de marchés font des erreurs d'anticipation sur l'usage qu'ils feront du réseau. Et certaines caractéristiques de fonctionnement du réseau ne sont pas prises en compte correctement dans la conception des FTRs.

Tout d'abord, les demandeurs de FTRs n'anticipent pas correctement leur valeur économique. Bartholomew *et al.* [2003] et Siddiqui *et al.* [2005] montrent que cette anticipation est faussée d'une prime de risque excessive qui croît avec la complexité du réseau. Deng *et al.* [2004] démontrent que cette erreur d'évaluation est une propriété intrinsèque des FTRs. Ils proposent qu'un marché secondaire et des enchères fréquentes de

⁹⁰ Cf. note 69, page 90.

reconfiguration des FTRs soient mis en place pour réduire cette erreur d'évaluation. Mais ces reconfigurations sont difficiles à mettre en œuvre pour deux raisons. Premièrement, le marché des FTRs n'est pas suffisamment liquide. Il n'existe qu'un petit nombre de transactions qui se réalisent entre un nœud source i et un nœud charge j et qui sont donc intéressés par le $FTR_{i,j}$. Deuxièmement, les FTRs étant simultanément faisables, il est très compliqué de modifier individuellement la quantité de $FTR_{i,j}$ entre deux nœuds sans remettre en cause l'ensemble des FTRs alloués. À cause de la mauvaise anticipation de leur valeur, les FTRs envoient donc un signal de localisation faussé aux producteurs.

Ensuite, il existe une inadéquation entre la rente de congestion et les paiements au titre des FTRs car certaines caractéristiques de fonctionnement du réseau de transport ne sont pas convenablement prises en compte dans le marché des droits de transport (O'Neill *et al.* [2006]). Hogan [1992] a montré que l'adéquation entre la rente de congestion et les paiements au titre des FTRs est assurée quand l'ensemble des injections et des soutirages réalisables est convexe. Pour un réseau avec une topologie donnée, l'ensemble réalisable des injections et des soutirages est convexe dans le cas de l'approximation du courant continu. Mais cet ensemble n'est pas convexe dans les conditions de conduite du système pour trois raisons. Premièrement, la conduite du système en temps réel est réalisée en courant alternatif où la tension des nœuds varie. Or en courant alternatif, l'ensemble des injections et des soutirages sur le réseau n'est pas convexe (Lesieutre-Hiskens [2005]). Deuxièmement, au cours de la conduite du système, les dispatcheurs modifient au besoin la topologie du réseau par la fusion ou la séparation de nœuds. Modifier la topologie du réseau modifie substantiellement la répartition des flux sur le réseau (Baldick [2003]). Enfin, la capacité d'une ligne électrique peut varier énormément avec les conditions extérieures (températures, conditions extrêmes, mesures curatives ou préventives du gestionnaire de réseau, etc...). Les FTRs ne prennent pas en compte ces variations de la capacité d'une ligne, ce qui peut induire une inadéquation entre la rente de congestion et ce que l'investisseur doit recevoir au titre de ses FTRs (Joskow-Tirole [2005]). Pour prendre en compte ces défaillances des FTRs, des heuristiques allouent le manque ou le surplus de rente de congestion aux détenteurs de FTRs (Kristiansen [2004b]). Mais, ces heuristiques distordent le signal de localisation émis par les FTRs.

Dans le cas général, les FTRs ne peuvent donc pas coordonner complètement la production et le transport d'électricité à long terme. Mais il existe des situations particulières plus favorables à la coordination grâce aux FTRs. Dans ces situations, les investissements en réseau peuvent aussi être concurrentiels.

2. 2. 2. 4. Les *merchant lines* et les FTRs

Les FTRs coordonnent efficacement les investissements en production et en transport lorsque les investissements réseau sont aussi des *merchant lines*. Une *merchant line* est un

investissement en réseau réalisé par un tiers qui est rémunéré grâce à la rente de congestion de sa ligne ou grâce à la vente des FTRs supplémentaires créés par sa ligne. Le propriétaire d'une *merchant line* est appelé un *merchant investor*. Même si le concept des *merchant lines* modifie considérablement l'analyse théorique de la coordination entre la production et le transport d'électricité, force est de constater que, dans la pratique, leurs applications se sont révélées limitées pour deux raisons.

- Tout d'abord, les *merchant lines* n'ont été pensées que pour combler un certain manque d'investissements aux interconnexions entre les zones de responsabilité des GRT⁹¹. Trois éléments expliquent à ce manque d'investissements (Brunekreeft-Newbery [2006]).

Premièrement, il peut y avoir peu d'investissements aux interconnexions car le GRT est resté intégré au producteur historique. L'intégration entre le GRT et le producteur historique reste un cas courant dans le système libéralisé. Alors, le GRT n'est pas incité à développer la capacité de transport car il ouvre ainsi des opportunités aux producteurs concurrents. Permettre à un tiers d'investir pour le transport d'énergie peut permettre de dépasser ce conflit d'intérêt.

Deuxièmement, il peut y avoir peu d'investissements aux interconnexions car les pouvoirs publics d'une zone exportatrice n'ont pas intérêt à accroître les capacités de transport avec les zones importatrices. L'augmentation de la capacité des interconnexions conduit mécaniquement à augmenter le prix de la zone exportatrice, ce qui est politiquement dommageable. La solution à ce problème consiste à s'appuyer uniquement sur la faisabilité commerciale de la ligne pour laisser l'investisseur décider de la pertinence de la ligne.

Troisièmement, il peut y avoir peu d'investissements aux interconnexions car le régulateur peut difficilement s'engager de façon crédible sur le taux de rentabilité d'un investissement réseau en accord avec le niveau de risque de ce dernier. En effet, une fois que l'investissement en réseau a été réalisé et est échoué, le régulateur peut en abaisser le retour sur investissement pour diminuer le prix payé par les usagers. Au pire, ce comportement incite le propriétaire du réseau à ne pas investir. Au mieux, le propriétaire du réseau est incité à retarder son investissement (Gans-King [2004]). Une solution à ce problème consiste à laisser le marché seul juge de la pertinence de l'investissement. Pour cela, le régulateur ne régule pas le prix d'accès à l'investissement réseau pendant une durée déterminée à l'avance (Gans-King [2003]). Dans le cas d'une *merchant line*, le *merchant investor* est alors rémunéré par la rente de congestion de sa ligne ou les FTRs associés⁹².

⁹¹ Voir Abraham [2002] pour les États-Unis et la DGComp [2007] et EC [2004] pour l'Europe.

⁹² Brunekreeft [2005] et Brunekreeft-Newbery [2006] analysent des problèmes de régulation de l'accès aux *merchant lines*, en particulier l'impact des principes *use-it-or-lose-it* et *must-offer provision*.

Les *merchant lines* ne peuvent se développer que lorsque les investissements régulés peinent à se développer. Ainsi, il y a peu de risque qu'un investissement régulé entre en concurrence avec une *merchant line*. Même si l'expérience de la *merchant line* australienne Murraylink montre qu'il est nécessaire d'étudier avec attention les investissements régulés qui se construisent en parallèle d'une *merchant line* (Littlechild [2003, 2004a]).

- La deuxième raison qui explique la rareté des *merchant lines* tient aux conditions nécessaires à leur viabilité. Une *merchant line* n'est viable que lorsque trois conditions sont réunies. Premièrement, les économies d'échelle et les indivisibilités doivent être faibles par rapport à la taille des marchés que le nouvel investissement en réseau relie. Alors, même si les *merchant lines* sont sous-dimensionnés pour pouvoir couvrir leur coût grâce au différentiel de prix, l'effet de ce sous-dimensionnement est faible sur le surplus social créé par la ligne. De plus, dans ces conditions, la mise en service de la *merchant line* modifie peu les prix des deux marchés reliés (Hogan [2003]).

Deuxièmement, une *merchant line* doit être dispatchable, donc à courant continu. Des flux dispatchables réduisent considérablement les problèmes liés à la convexité de l'ensemble des injections et des soutirages (O'Neill *et al.* [2006]). Surtout, la dispatchabilité d'une *merchant line* permet de réduire les problèmes liés aux flux parallèles. Une *merchant line* dispatchable se soustrait ainsi au problème de l'allocation des FTRs qu'elle crée. En effet, Bushnell-Stoft [1996a, b, 1997] montrent que, sur un réseau maillé en courant alternatif, les FTRs alloués à une *merchant line* non dispatchable doivent tenir compte des flux parallèles pour empêcher les investissements qui font décroître le surplus social. Bushnell-Stoft [1996a, b, 1997], Hogan [2002c] et Kristiansen-Rosellón [2006] proposent des règles d'allocation des FTRs aux *merchant lines* en courant alternatif pour s'assurer que seules celles qui font croître le surplus social sont commercialement viables. Pour s'abstenir de ces procédures relativement compliquées, certaines réglementations obligent les *merchant lines* à être dispatchables⁹³. Par ailleurs, même dans les zones de responsabilité où il n'y a aucune réglementation contraignante en terme de dispatchabilité pour les *merchant lines*, la plupart des *merchant lines* sont dispatchables (Joskow [2005a]). Cela tend à prouver l'impact des externalités qui ne sont pas prises en compte par les FTRs sur la viabilité commerciale des *merchant lines*. Cette contrainte technologique limite les opportunités d'investissement des *merchant investors*. Car une ligne en courant continu est moins coûteuse qu'une ligne à courant alternatif uniquement dans des situations très spécifiques, en particulier lorsqu'il est nécessaire de l'enfouir en très haute tension sur des distances supérieures à quelques dizaines de kilomètres. C'est pourquoi les *merchant lines* sont souvent des câbles sous-marins qui relient des marchés électriques distants de plusieurs centaines de kilomètres.

⁹³ Par exemple en Europe (CE [2003], article 7), et en Australie (ACCC [2001]).

Enfin, une *merchant line* est un investissement faiblement redéployable qui nécessite un engagement de long terme pour pouvoir être effectué. Un tel engagement de long terme s'appuie sur un différentiel de prix pérenne aux nœuds de la *merchant line*. Un différentiel de prix conséquent et pérenne ne se rencontre que dans de rares cas. Les *merchant lines* en Australie (Littlechild [2003, 2004a]) sont des exemples de la fragilité d'un différentiel de prix entre zones dans le cas général. Les *merchant lines* en exploitation ou en projet autour de la ville de New York sont au contraire des exemples de pérennité de différentiels de prix entretenus par des difficultés d'approvisionnement en énergie primaire (cf. annexe 2). Si un certain nombre d'acteurs du marché prévoit que le différentiel de prix sera pérenne, il est plus facile pour le *merchant investor* de trouver des parties prêtes à s'engager dans un contrat de long terme.

Un différentiel de prix pérenne entre deux zones de marché est une conséquence de contraintes d'approvisionnement en énergie primaire ou des choix technologiques structurants différents entre zones de marché. Un engagement à long terme pour l'utilisation d'une ligne électrique est alors crédible.

Des contraintes topologiques peuvent induire une insularité énergétique d'une zone de marché. Les difficultés d'approvisionnement peuvent être liées tant à des difficultés pour installer de nouvelles capacités de production qu'à des difficultés pour créer de nouvelles interconnexions avec les zones voisines. La ville de New York est un exemple d'impossibilité foncière d'installation de nouvelles capacités de production et d'expansion des interconnexions par des chemins terrestres classiques avec le reste de la zone de responsabilité du GRT de l'État de New-York NYISO. Cela se traduit alors par un prix élevé de l'énergie dans cette zone. Un *merchant investor* peut profiter de cet isolement en raccordant cette zone isolée à l'une de ses zones voisines par des moyens non conventionnels comme des lignes HVDC. Une telle *merchant line* peut alors bénéficier d'un différentiel de prix élevé et pérenne.

Une autre possibilité pour assurer la pérennité de *merchant lines* consiste à relier des zones voisines avec des mix énergétiques différents ou des courbes de consommation aux profils différents. Par exemple, le NorNed (le futur câble entre la Norvège et les Pays-Bas) est un exemple du profit que peut tirer une *merchant line* de la complémentarité entre un système hydraulique et un système thermique (Bugten [2004]). Les câbles reliant le Danemark Ouest à la Norvège et à la Suède permettent de limiter les effets de la volatilité de la puissance d'origine éolienne en compensant par la flexibilité des systèmes hydrauliques (Nordel [2004a]). Le BritNed doit permettre de réaliser des arbitrages entre l'Angleterre et les Pays-Bas étant donnés les profils différents de leurs courbes de consommation (Newbery *et al.* [2003]). Il est aussi possible qu'il manque un palier technologique dans le mix énergétique.

Cette situation émerge généralement d'un choix structurant des pouvoirs publics. L'arrêt des programmes nucléaires est un exemple typique.

Il faut néanmoins être attentif car les différentiels de prix dans ce cas sont soumis à une décision politique. De fait, l'investissement dans une *merchant line* dans un tel cas supporte un risque important pour la viabilité du projet et cela d'autant plus que ce risque est difficilement quantifiable. L'expérience australienne est un exemple où l'incertitude réglementaire a entretenu puis réduit brutalement les différentiels de prix. En effet, en Australie, les politiques de dérégulation sont menées à l'échelle régionale et donc suivent différentes dynamiques de mise en application avec un impact certain sur la formation des prix (Littlechild [2004a]).

Dans ces situations ciblées où les interconnexions peinent à se développer et où les conditions requises sont présentes, le développement du réseau peut être concurrentiel. Les FTRs ne peuvent coordonner la production et le transport d'électricité que dans ces situations.

2. 3. CONCLUSION DE LA SECTION

Les options pour le module de conduite du système à court terme se repartissent entre deux extrêmes pour l'internalisation des externalités. D'une part, dans le pricing nodal, un très haut degré d'internalisation des externalités introduit une grande différenciation spatiale du bien électricité. D'autre part, le redispatching consiste à traiter le système simplement comme si les contraintes de transport n'étaient pas suffisamment importantes pour devoir être prises en compte par le marché de l'énergie.

Entre ces deux extrêmes, on peut ne prendre en compte que les principales externalités et ne définir qu'un petit nombre de zones de prix. Ce sont les pricing zonaux. La définition du modèle économique de réseau est un élément central dans la conception du pricing zonal. Nous avons montré que trois paramètres définissent le modèle économique de réseau : le nombre de zones de prix (et de lignes d'interconnexion), la nature des liens entre ces zones et la séparation entre la fourniture de l'électricité et le droit d'usage du réseau.

Pour coordonner plusieurs zones de responsabilité, l'harmonisation avec pricing nodal est une méthode de coordination proche de la coordination parfaite. Alors que la combinaison est une coordination plus dégradée. Néanmoins, la coordination par combinaison ou l'absence de coordination peuvent aussi être des solutions optimales, selon le coût et les possibilités de mise en œuvre des différentes méthodes de coordination comparés à leurs bénéfices. Pour une coordination par combinaison, ce sont les obstacles institutionnels qui conditionnent le recours au pricing zonal comme passerelle entre zones ainsi que le modèle économique de réseau sous-jacent.

Toutes ces options de conduite du système à court terme sont sensibles au pouvoir de marché local car celui-ci distord l'évaluation des besoins en investissement réseau à partir des prix de marché. La contractualisation amont peut limiter le pouvoir de marché local et corriger le problème de coordination soulevé par le pouvoir de marché local. Le pricing nodal est alors la tarification la plus apte à fournir un cadre d'application transparent pour la contractualisation amont. Grâce à la publicité des prix nodaux, les conditions d'application de la contractualisation amont y sont naturellement plus claires.

Le pricing nodal (ou zonal) émet des signaux qui peuvent servir la coordination entre les investissements en production et en réseau. Compte tenu de la volatilité des prix nodaux, on s'appuie généralement sur les droits de transport pour distinguer un signal de long terme parmi ces signaux de court terme. Les plus répandus de ces droits de transport sont les *Financial Transmission Rights* (FTRs). Cependant, le pricing nodal complété des FTRs ne permet pas non plus de coordonner efficacement les investissements en production avec ceux en réseau. Car les caractéristiques de fonctionnement et d'investissement du réseau de transport n'y sont pas toujours convenablement prises en compte. La rente de congestion n'est pas suffisante pour couvrir tous les coûts du réseau, à cause des économies d'échelle et des indivisibilités. L'évaluation de la valeur des FTRs est difficile, à cause des nombreuses incertitudes. Et le réseau de transport est lui-même surdimensionné, pour se prémunir contre les fortes incertitudes à long terme.

Dans quelques situations rares, où les caractéristiques précédentes sont moins marquées, le développement du réseau peut être concurrentiel et réalisé par des entités autonomes. Les FTRs peuvent alors coordonner la production et le transport d'électricité et les investissements en réseau sont alors appelés des « *merchant lines* ». Trois conditions sont nécessaires à la viabilité d'une *merchant line*. Premièrement, elle doit relier des zones de marché de tailles suffisamment importantes. Ainsi, les économies d'échelle et l'indivisibilité des capacités de transport ont un faible effet sur le dimensionnement de la *merchant line*. Deuxièmement, la *merchant line* doit être dispatchable (en courant continu) afin d'être moins sensible aux externalités liées aux flux parallèles. Enfin, une *merchant line* étant peu redéployable, elle doit relier des zones de marché qui présentent un différentiel de prix durable.

Un GRT idéal choisit le pricing nodal pour le module de conduite du système à court terme afin d'internaliser les externalités liées aux congestions et aux pertes dans sa zone. Il met aussi en œuvre les échanges d'information et les processus d'internalisation des effets de frontières, quand les GRT voisins souhaitent eux aussi internaliser ces effets de frontières. Les prix nodaux sont aussi utiles à l'utilisation optimale du réseau de transport car ils peuvent contribuer à l'évaluation du besoin d'investissement du réseau de transport. Toutefois, ils ne sont pas suffisants pour assurer la coordination à long terme entre le développement du réseau

et l'évolution du parc de production. Un GRT idéal cherchera donc à assurer un investissement conjoint efficace. Des signaux de localisation de long terme seront donc nécessaires pour coordonner les investissements en production et en transport.

Section 3 LES SIGNAUX DE LOCALISATION DE LONG TERME

Pour assurer une localisation efficace des moyens de production à long terme, le GRT bienveillant et efficace complète les signaux de court terme (lorsqu'ils sont mis en œuvre) par des signaux de localisation de long terme (Green [2003]). Ces signaux de localisation de long terme sont appelés tarifs de réseau. Les tarifs de réseau sont associés aux droits d'accès au réseau. Les droits d'accès au réseau permettent aux utilisateurs potentiels de demander au GRT l'usage de la capacité de transport (Spulber-Yoo [2003]). Un droit d'accès au réseau n'est donc pas un droit d'usage. Le GRT octroie le droit d'usage du réseau grâce au module de conduite du système à court terme (cf. 1.2).

L'objectif de cette section est de présenter et de classer les tarifs de réseau les plus courants. Il existe une grande diversité de méthodes d'allocation des coûts du réseau de transport d'électricité⁹⁴. Trois grands principes d'allocation des coûts peuvent être mis en œuvre pour concevoir un tarif de réseau. Le tarif peut être fondé sur l'usage moyen du réseau, sur l'usage marginal du réseau, ou sur le dernier usager raccordé au réseau. Cette diversité est accrue par le fait que certains principes d'allocation, comme l'allocation sur la base de l'usage moyen, ne sont pas univoques (Phulpin *et al.* [2005]). Cependant la diversité des méthodes d'allocation des coûts du réseau s'explique par la complexité de la tâche. Alors que plusieurs impératifs guident la conception des tarifs, certains peuvent être contradictoires avec l'objectif d'incitation à la localisation des moyens de production (Green [1997a], Olmos [2006]). C'est pourquoi la conception des tarifs de réseau est toujours débattue dans le contexte de la libéralisation des marchés électriques (Smeers – Pérez-Arriaga [2003]). En pratique, la conception d'un tarif de réseau consiste donc à arbitrer entre ces impératifs et l'objectif d'incitation à la localisation.

Nous présentons tout d'abord les tarifs de réseau les plus courants pour en faire ressortir leurs caractéristiques marquantes. Puis, nous comparerons ces tarifs grâce à des critères calqués sur ceux employés par Green [1997a], après les avoir enrichis des difficultés de conception des tarifs repérées lors de la présentation des tarifs.

3. 1. MODULE D'INCITATION À LONG TERME POUR LA LOCALISATION DES MOYENS DE PRODUCTION

Nous présentons ici les cinq méthodes d'allocation des coûts du réseau les plus courantes : le “*generation-only spur*” (CER [2004]), le “*shallow cost*”, le “*deep cost*”, le tarif zonal avec participation marginale et le tarif zonal d'utilisation du réseau avec participation

⁹⁴ Voir le troisième chapitre d'Olmos [2006] intitulé *Transmission Tariffs* pour une revue de littérature exhaustive des allocations de coûts du réseau de transport d'électricité.

moyenne (Vásquez *et al.* [2002]). Les trois premières méthodes sont les méthodes les plus utilisées pour allouer les coûts du réseau. La quatrième méthode est utilisée en Grande-Bretagne où le marché électrique est l'un des plus matures. La dernière méthode a été utilisée en Nouvelle-Zélande et est utilisée dans le marché régional d'Amérique Centrale (Olmos [2006]). Cette dernière méthode bénéficie aussi d'un soutien théorique conséquent (Kirschen *et al.* [1996], Bialek [1997], Rubio – Pérez-Arriaga [2000], Olmos [2006]). Le tarif avec participation moyenne coïncide avec les valeurs de Shapley, résultat d'un jeu coopératif au sens de la théorie des jeux. Ce tarif donne ainsi l'assurance d'une allocation des coûts juste, symétrique, stable, et acceptable par tous les « joueurs » (Olmos [2006], Bialek-Kattuman [2004]).

Toutes les méthodes de conception de tarifs sont dépendantes du nombre de points horaires pour lesquels les calculs d'investissement et d'utilisation du réseau sont réalisés. Le développement du réseau se base sur plusieurs points horaires pour justifier économiquement et techniquement les renforcements du réseau. Les différents points horaires considérés permettent de prendre en compte les variations de topologie du réseau⁹⁵ et différentes utilisations du réseau de transport. Ces points horaires doivent aussi être utilisés pour concevoir les signaux de localisation de long terme sur le réseau de transport. Compte tenu de l'échelle de temps considérée pour les calculs d'investissement et des tarifs de réseau (de quelques mois à plusieurs années), ces points horaires sont difficiles à choisir. Mais des méthodologies permettent de faire un choix représentatif pour toute la période étudiée (Olmos [2006])⁹⁶. Lors de nos calculs, nous supposons donc que les renforcements du réseau et les tarifs du réseau sont calculés pour des points horaires représentatifs des différentes topologies et des différentes utilisations du réseau.

Raccorder un nouvel utilisateur du réseau consiste à le connecter au réseau. Pour raccorder un producteur par exemple, une ligne de raccordement reliant le nouveau producteur au réseau existant est construite. Si le nouveau producteur « crée » une congestion sur le réseau existant, le réseau est renforcé en conséquence. La figure 2.9 illustre la différence qui existe entre la ligne de raccordement et les renforcements du réseau.

⁹⁵ Dédoublage ou fusion de nœuds électriques par ouverture ou fermeture de jeux de barres. Les modifications de la topologie du réseau sont effectuées en exploitation et dans une moindre mesure en planification pour réduire voire pour faire disparaître une contrainte sur le réseau (Zaoui *et al.* [2005]).

⁹⁶ Olmos [2006] propose des méthodes de clustering par des algorithmes de réseaux de neurones pour définir un nombre minimal de scénarii qui permette de représenter les 8760 heures d'une année pour les échanges aux interconnexions entre neuf pays. Cette méthodologie peut être appliquée pour définir un nombre minimal de scénarii qui permette de représenter les 8760 heures de fonctionnement d'un système.

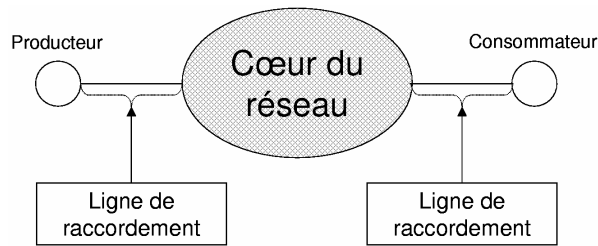


Figure 2.9 Distinction entre lignes de raccordement et le cœur du réseau

Lors de leur raccordement au réseau, les utilisateurs du réseau paient leur ligne de raccordement et potentiellement le renforcement au cœur du réseau nécessaire à leur accueil. On distingue de plus le tarif de raccordement payé à l'occasion du raccordement du producteur et le tarif d'accès aussi appelé tarif d'utilisation du réseau⁹⁷ (*Use of the System Tariff* ou *Use of the Network Tariff*) payé de façon régulière, tous les mois, les six mois ou tous les ans. Le coût des infrastructures du réseau payé par un producteur se répartit entre le raccordement et l'accès au réseau. Les types de tarifs se différencient par la répartition entre le tarif de raccordement et le tarif d'accès, et par la structure spatiale du tarif d'accès.

Pour illustrer les tarifs les plus courants et pour faciliter leur compréhension, nous nous appuyons sur l'exemple suivant. Nous partons du système initial de la figure 2.10.

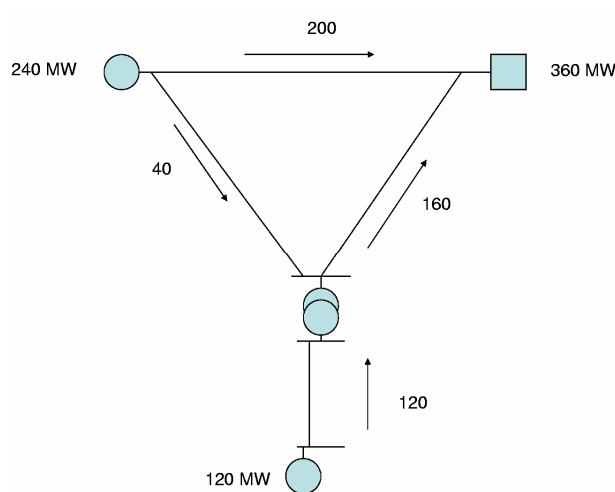


Figure 2.10 Système initial

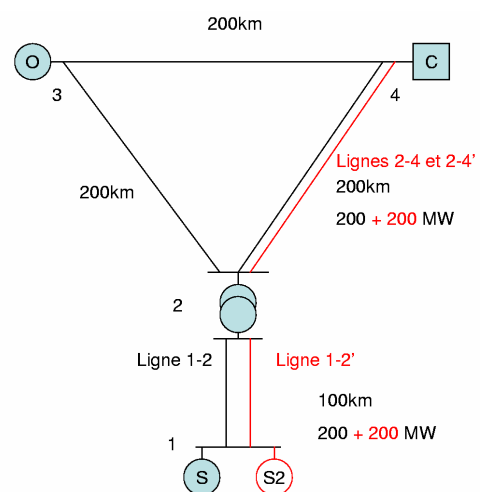


Figure 2.11 Investissement réseau suite au nouveau raccordement

Les lignes 1-2 et 1-2' de la figure 2.11 coûtent quarante millions d'euros. Les autres lignes coûtent cent millions d'euros.

⁹⁷ Le périmètre de définition du tarif d'utilisation du réseau peut énormément varier suivant les règles du réseau. Principalement, ce tarif couvre les coûts des infrastructures du réseau et de sa maintenance ainsi que les coûts d'opération du système dont les coûts des congestions et des pertes s'il est socialisé. Il peut aussi inclure le coût d'équilibrage, celui des services-système.

Le raccordement du producteur S2 nécessite l'investissement des lignes 1-2' et 2-4' (figure 2.11) et modifie les flux et puissances comme mentionnés sur la figure 2.12.

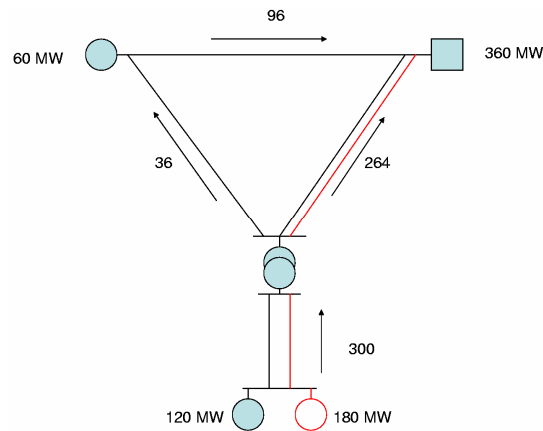


Figure 2.12 Flux et puissances suite au nouveau raccordement

L'allocation du coût de ces lignes varie suivant le type de tarif mis en œuvre. Nous commençons par étudier le tarif le plus simple, le *generation-only spur*.

3. 1. 1. Generation-only spur

Le *generation-only spur* alloue seulement le coût de la ligne de raccordement au producteur (CER [2004] et figure 2.13). Les renforcements nécessaires au cœur du réseau sont socialisés entre tous les utilisateurs du réseau grâce au tarif d'utilisation du réseau (*Use of the System – UoS – tariff*). Les utilisateurs sont seulement incités à être proches du réseau.

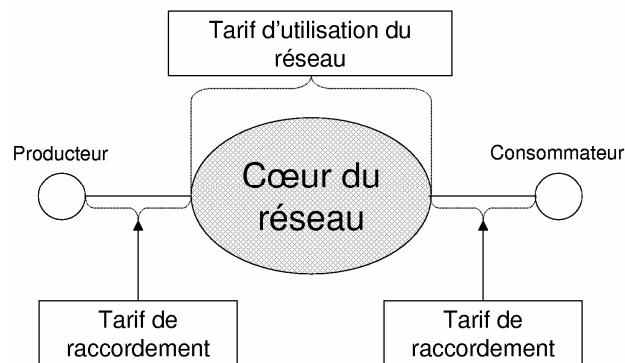


Figure 2.13 Méthode d'allocation "generation-only spur"

Sur notre exemple page 123, le producteur S2 nouvellement raccordé ne paie rien lors du *generation-only spur*, car la ligne de raccordement n'y est pas représentée.

Nous présentons maintenant un tarif qui fait payer au producteur une partie des renforcements rendus nécessaires par son raccordement.

3. 1. 2. Shallow cost

Dans le cas du *shallow cost*, « le coût de raccordement [à la charge du producteur] est limité à l'établissement de la ligne permettant de rejoindre le niveau de tension adapté au nouveau moyen de production. Tous les coûts de renforcement au-delà de ce niveau de tension [sont] mutualisés à travers [le tarif d'usage du réseau] » (Rapport Champsaur [2000]). Le niveau de référence est généralement défini en fonction de la puissance raccordée, comme par exemple dans le tableau 2.4.

Tableau 2.4 Niveau de tension de référence pour la définition du périmètre *shallow cost*⁹⁸

Domaine de tension de raccordement de référence	Puissance active maximale de l'installation de production
HTA	≤ 12 MW
HTB1	≤ 50 MW
HTB2	≤ 250 MW
HTB3	> 250 MW

A partir de la définition du niveau de tension de raccordement de référence, la participation financière du producteur **P** à son raccordement se calcule comme suit sur la base de la figure 2.14.

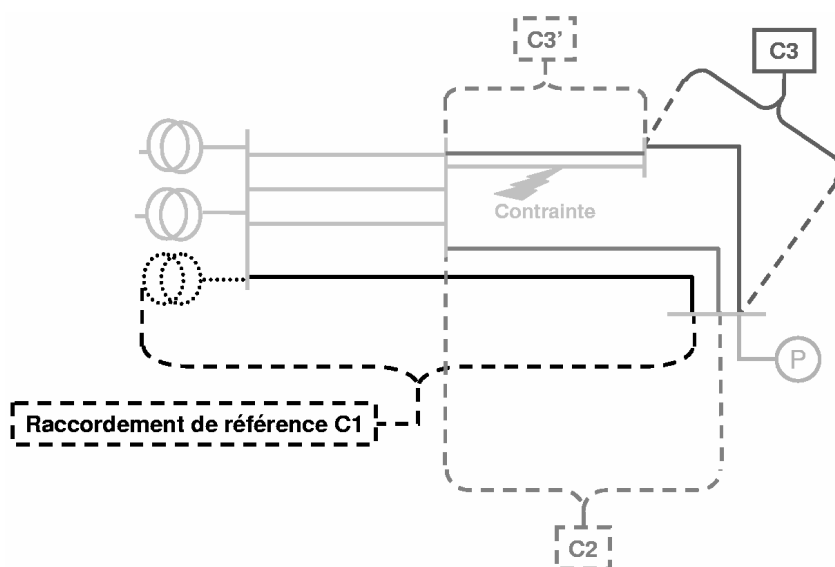


Figure 2.14 Tarif de raccordement *shallow cost*

⁹⁸ Décret n° 2001-365 du 26 avril 2001 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité

En premier lieu, on calcule le coût du raccordement de référence **C1** d'après la définition précédente du raccordement de référence. Le coût du raccordement de référence plafonne quoiqu'il arrive la participation financière du producteur **P** à son raccordement. Il se peut que le raccordement de référence ne soit pas le raccordement de moindre coût administrativement et techniquement faisable. En effet, un producteur peut être raccordé sur un niveau de tension différent du niveau de tension de référence pour son installation. C'est le cas des raccordements de coût **C2** et **C3** dans notre exemple. Malgré l'inclusion du coût **C3** de renforcement du réseau lié à la **Contrainte**, le raccordement est bien en *shallow cost* car le niveau de tension supérieur au niveau de tension de référence (représenté par les transformateurs) n'est pas atteint.

Sur notre exemple page 123, nous supposons que le niveau de tension de raccordement de référence pour le producteur S2 est « avant » le transformateur au nœud 2 (entre le nœud 1 où est raccordé S2 et le nœud 2). De fait, dans le cas du *shallow cost*, le producteur S2 paie la ligne 1-2' dans sa totalité, soit quarante millions d'euros.

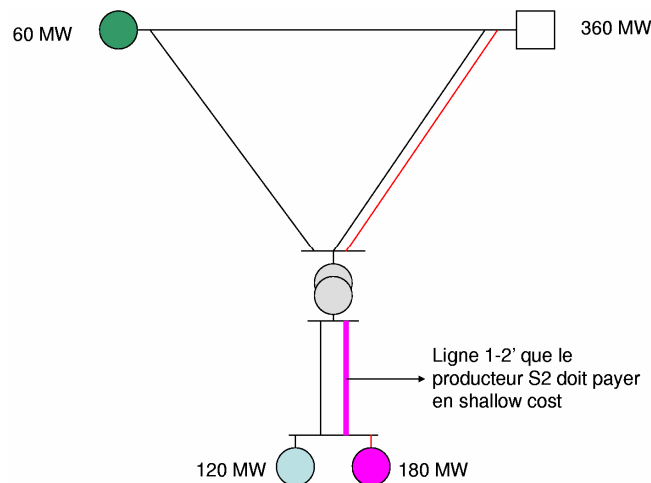


Figure 2.15 Ligne 1-2' que le producteur S2 doit payer dans le cadre du *shallow cost*

Si deux producteurs se raccordent au même nœud et si le premier raccordement nécessitait des investissements du réseau, seul le premier paie le renforcement du réseau. Réallouer les coûts du réseau entre raccordements successifs permet de diminuer la discrimination entre ces raccordements, sans résoudre tout à fait ce problème (voir annexe 3).

3. 1. 3. Deep cost

Le *deep cost* alloue tous les coûts de renforcement du réseau aux utilisateurs du réseau dont l'évolution de l'injection ou du soutirage nécessite ce renforcement, comme l'illustre la figure 2.16. Le renforcement peut donc être fait pour cause d'une augmentation locale de la consommation, du raccordement d'une nouvelle centrale ou de l'accroissement de la capacité

de production d'une centrale existante. Le *deep cost* ne couvre donc que les lignes du réseau de transport réalisées après la dérégulation du système électrique. Le coût des lignes qui préexistent à la dérégulation sont généralement mutualisés et couverts par un tarif d'utilisation du réseau (*Use of the System Tariff* ou *Use of the Network Tariff*).

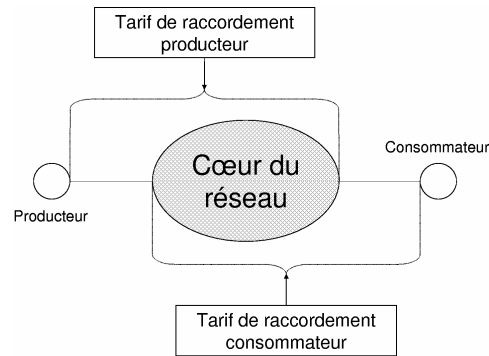


Figure 2.16 Méthode d'allocation "deep cost"

Par rapport à notre exemple page 123, dans le cas du *deep cost*, le producteur S2 paie les lignes 1-2' et 2-4' en totalité, soit 140 millions d'euros.

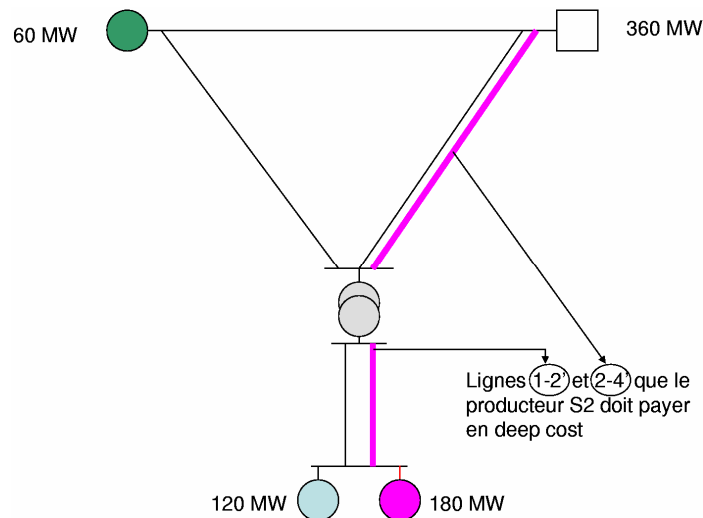


Figure 2.17 Lignes 1-2' et 2-4' que le producteur S2 doit payer dans le cadre du *deep cost*

Si deux producteurs se raccordent au même nœud et si le premier raccordement nécessite des investissements du réseau, seul le premier paie le renforcement du réseau. Réallouer les coûts du réseau entre raccordements successifs permet de diminuer la discrimination entre ces raccordements, sans résoudre tout à fait ce problème (voir annexe 4).

Nous présentons maintenant un tarif qui incite la localisation des moyens de production sans discrimination entre les raccordements.

3. 1. 4. Tarif zonal avec participation marginale

Avec la méthode dite zonale, le tarif de raccordement du réseau est identique à celui de la méthode d'allocation *generation-only spur*, mais le tarif d'utilisation du réseau est spatialement différencié. Les externalités positives et négatives des raccordements peuvent être internalisées dans le tarif d'utilisation du réseau ainsi défini.

Le tarif zonal avec participation marginale consiste à allouer le coût des différentes lignes du réseau sur la base de la variation de flux sur chacune de ces lignes que chaque acteur induit par une injection ou un soutirage marginal (Vásquez *et al.* [2002]). Nous présentons ci-dessous une méthode appliquée de tarif zonal avec participation marginale. Cette méthode est utilisée en Grande-Bretagne par le Gestionnaire du Réseau de Transport NGT (Green [1997b], Turvey [2006]). NGT calcule ses tarifs avec participation marginale à partir des PTDFs, de la longueur des lignes et du coût « marginal » de long terme du réseau en €/MW.km.

À partir de la matrice de PTDF (définie au chapitre 1 section 1.3.1.2) et de la longueur des lignes électriques, le GRT calcule pour chaque nœud un tarif en kilomètres qui reflète l'impact sur toutes les lignes d'une injection ou d'un soutirage marginal en ce nœud. Le choix du nœud bilan (nécessaire au calcul de la matrice de PTDFs) modifie le niveau des tarifs nodaux sans modifier les écarts de tarifs entre nœuds. Afin de passer des tarifs du réseau en kilomètres à ceux en €/MW, il est nécessaire d'avoir un coût marginal de long terme des lignes électriques en €/MW.km. L'indivisibilité des lignes électrique génère des discontinuités de coût importantes et ces dernières rendent impossibles la définition d'un vrai coût marginal de long terme du réseau. Toutefois, il est possible d'en définir un de façon pragmatique. Pour couvrir la totalité des coûts du réseau, les coûts liés aux indivisibilités à l'ensemble des utilisateurs en fonction d'une clé de répartition. Enfin, afin d'éviter une multiplicité de signaux et une trop grande variabilité temporelle de ces signaux, les tarifs nodaux sont lissés ou moyennés sur certaines régions géographiques données.

3. 1. 4. 1. PTDF, longueur des lignes et tarifs nodaux en km

Pour déterminer le tarif par participation marginale de chaque zone en €/MW, des tarifs nodaux en km doivent d'abord être définis. Ensuite, les tarifs nodaux en €/MW se calculent en multipliant les tarifs nodaux en km par le coût marginal de long terme du réseau.

Le tarif marginal en km de chacun des nœuds se calcule de la façon suivante. Préalablement, un nœud de référence, aussi appelé nœud bilan, est défini. Dans notre cas, le nœud 4 est le nœud bilan. Ensuite, pour chaque nœud k , nous calculons la variation des flux suite à une injection d'un mégawatt au nœud k soutiré au nœud bilan. Le tarif nodal en km est alors obtenu en multipliant la variation de flux de chaque ligne par la longueur de cette dernière (cf. figure 2.11 pour la longueur des différentes lignes).

Pour le nœud 1, le tarif nodal en km vaut 340 km d'après le calcul suivant.

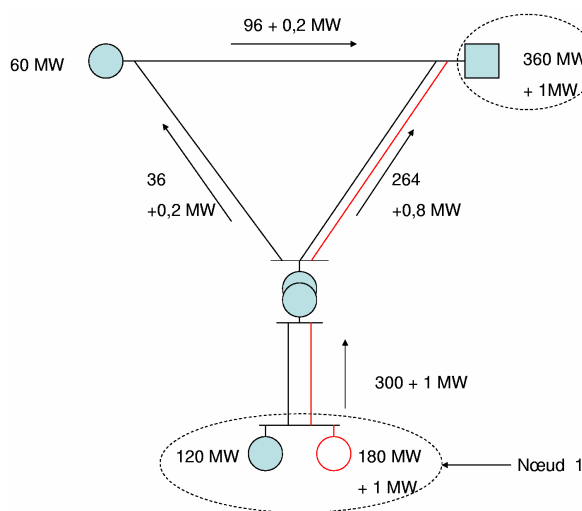


Figure 2.18 Injection au nœud 1, nœud bilan au nœud 4

$$[301 \times 100 + (36,2 + 264,8 + 96,2) \times 200]$$

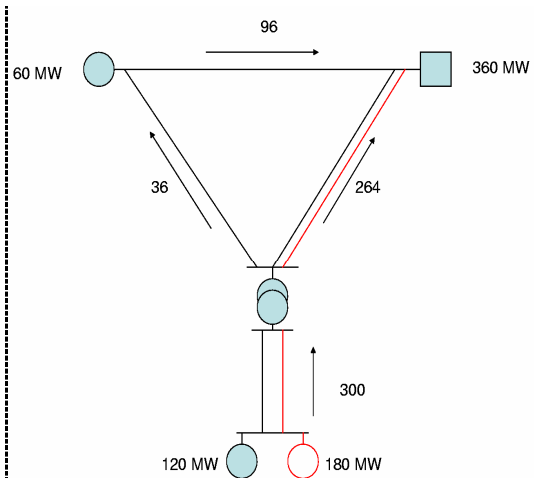


Figure 2.19 Situation de référence pour le calcul du tarif (page 123)

$$- [300 \times 100 + (36 + 264 + 96) \times 200]$$

$$= 340 \text{ km}$$

Le tarif nodal au nœud 1 vaut donc 340 km. Le calcul ci-dessus permet aussi de voir que le tarif nodal du nœud 2 vaut 240 km. Le tarif nodal du nœud 3 est calculé de façon similaire en annexe 5 et vaut 120 km. Le nœud 4 étant le nœud de référence, le tarif nodal y est nul. Le tableau 2.5 permet alors de synthétiser le tarif d'utilisation du réseau en km de chacun des nœuds.

Tableau 2.5 Tarif d'utilisation du réseau de chaque nœud en km

Nœud	Tarif nodal en km
1	340
2	240
3	120
4	0

3. 1. 4. 2. Choix du nœud de référence

La modification du nœud de référence dans le calcul des PTDFs rajoute un terme fixe identique pour tous les éléments de la matrice de PTDF. Plus le nœud de référence est proche d'un grand centre de consommation, moins il y a de nœuds de production dont le tarif est négatif. Inversement, plus le nœud de référence est proche d'une zone fortement productrice, plus il y a de nœuds de production dont le tarif est négatif (Vásquez *et al.* [2002]).

La position du nœud de référence est donc décidée selon la politique tarifaire que le GRT, en accord avec le régulateur, souhaite appliquer. Les tarifs d'utilisation des producteurs peuvent tous être positifs ou nuls. Ou bien, il est possible que certains tarifs d'utilisation des

producteurs soient négatifs. Modifier le nœud de référence ajoute un terme fixe à tous les tarifs nodaux en km. Une modification du nœud de référence ne change donc pas les écarts de tarifs entre les nœuds.

3. 1. 4. 3. Coût marginal de long terme du réseau

La conversion du tarif nodal en km de chaque nœud en tarif nodal en €/MW se fait en multipliant le tarif nodal en km par le coût marginal de long terme du réseau.

La définition de ce coût marginal de long terme du réseau peut sembler problématique car la marginalité d'un coût nécessite de pouvoir considérer de petites quantités. Or la capacité des lignes électriques est standardisée et discrète, de l'ordre de quelques milliers de mégawatts pour les lignes 400 kV. Il est donc impossible d'augmenter et encore moins de diminuer la capacité des lignes d'un mégawatt seulement. La solution pragmatique adoptée pour résoudre ce problème consiste généralement à approcher le coût marginal de long terme du réseau par le coût moyen des investissements réseau pour un niveau de tension donné (Marangon-Oliveira [1998], National Grid [2006c], Turvey [2006]).

Le GRT de Grande-Bretagne, NGT, utilise le tarif avec participation marginale pour inciter la localisation des producteurs. NGT calcule le tarif pour le système électrique de Grande-Bretagne avec une valeur du coût marginal de long terme du réseau de 10 £/MW.km soit environ 15 €/MW.km. Ce chiffre est obtenu en deux étapes. Premièrement, on réalise une moyenne des coûts en €/MW.km des investissements en lignes électriques sur les dix dernières années, pondérée par la longueur des lignes. Deuxièmement, le chiffre ainsi obtenu est annualisé sur la base du coût du capital WACC (*Weighted Average Cost of Capital*) du GRT et de la durée d'amortissement des infrastructures. Le coût marginal de long terme du réseau est donc obtenu comme suit :

$$CMLTR = \text{Coût moyen d'investissement du réseau} \times \frac{WACC}{1 - (1 + WACC)^{-\text{Durée de amortissement}}}$$

En reprenant la même méthodologie que NGT avec les chiffres français (WACC = 7,25%), le coût marginal de long terme du réseau de est 15,65 €/MW.km. Nous en déduisons les tarifs suivants en €/kW.

Tableau 2.6 Tarifs en €/kW pour un coût marginal de long terme du réseau de 15,65 €/MW.km correspondant à un amortissement du réseau sur quarante-cinq ans

Nœud	Tarif nodal en €/kW
1	5,32
2	3,76
3	1,88
4	0

La formule qui permet de calculer le coût marginal de long terme montre que ce coût croît à mesure que la durée d'amortissement du réseau décroît. C'est aussi ce qu'illustre le tableau 2.7. Pour une durée d'amortissement de vingt ans seulement, le coût marginal de long terme du réseau vaut 19,19 €/MW.km. Alors les tarifs par nœud sont les suivants :

Tableau 2.7 Tarifs en €/kW pour un coût marginal de long terme du réseau de 19,19 €/MW.km correspondant à un amortissement du réseau sur vingt ans

Nœud	Tarif nodal en €/kW
1	6,52
2	4,61
3	2,30
4	0

Ainsi, le différentiel entre les signaux de localisation croît lorsque la durée d'amortissement du réseau décroît. Plus la durée d'amortissement est courte, plus les signaux de localisation des tarifs avec participation marginale sont incitatifs.

3. 1. 4. 4. Participation marginale et allocation du coût fixe des lignes

Le tarif ci-dessus est obtenu sur la base d'un calcul économique avec actualisation du coût des investissements. Or le revenu annuel du GRT est obtenu sur la base d'un calcul comptable avec, notamment, un amortissement constant des investissements. Il est donc nécessaire de concilier ces deux visions. Le tableau 2.8 illustre cette situation à partir de nos calculs précédents.

Tableau 2.8 Parts du coût du réseau couverte et non couverte par le tarif marginal

Nœud	Tarif nodal en €/kW	Production	Tarif payé par les producteurs
1	5,32	120+180	1 596 694
2	3,76	0	0
3	1,88	60	112 707
4	0	0	0

	en €	% coût total du réseau
Coût total du réseau (amorti sur 45 ans)	10 666 667	100
Part du réseau payée par le tarif marginal	1 709 402	16
Part du réseau non payée par le tarif marginal	8 957 265	84

Nous constatons que le tarif obtenu précédemment ne permet pas de couvrir la totalité des coûts du réseau. Pour une durée d'amortissement de quarante-cinq ans, par le tarif marginal calculé précédemment, les producteurs paient 16% du coût du réseau. Un terme fixe permet de rétablir l'équilibre financier et de réconcilier les visions économiques et comptables du tarif.

Au choix, le terme fixe peut être alloué en totalité aux consommateurs ou réparti entre producteurs et consommateurs. Pour cela, une clé de répartition G/L⁹⁹ des coûts du réseau entre les catégories producteurs et consommateurs est préalablement décidée. Le terme fixe est réparti entre producteurs et consommateurs de façon à atteindre la répartition décidée des coûts du réseau entre catégories producteurs et consommateurs. De fait, si on souhaite que les producteurs paient plus de 16% du coût du réseau sur notre exemple, le GRT, en accord avec le régulateur, peut décider d'allouer une portion de la part du coût du réseau non couverte par le tarif marginal aux producteurs. Par ailleurs, ce terme fixe donne un degré de liberté supplémentaire au GRT pour concevoir les tarifs d'utilisation de son réseau. L'allocation de ce terme fixe peut permettre de neutraliser les tarifs négatifs si le GRT peut ne pas avoir toute la latitude nécessaire dans le choix du nœud de référence.

3. 1. 4. 5. Régionalisation du tarif

Les tarifs que nous avons obtenus jusqu'à présent sont des tarifs nodaux. Or le but de ces calculs est d'aboutir à des tarifs zonaux. La méthode employée pour « zoner » les tarifs nodaux tient compte de la proximité spatiale des nœuds dans une même zone de tarif et de la proximité en valeur des tarifs nodaux d'une zone dans une certaine fourchette de valeur. Ainsi, les nœuds dans une même zone tarifaire sont proches les uns des autres et une zone tarifaire est toujours constituée d'un seul pan géographique. Par ailleurs, dans le cas de NGC, les tarifs nodaux au sein d'une même zone peuvent varier dans une fourchette de 2 £/kW.

La régionalisation des tarifs consiste à réaliser une moyenne des tarifs nodaux dans une zone pondérée par la production ou la consommation de chacun des nœuds. On définit ainsi des tarifs zonaux pour les producteurs à partir des tarifs nodaux comme suit :

$$TZ_i = \frac{\sum_{j \in G_i} TN_j \times Gen_j}{\sum_{j \in G_i} Gen_j}$$

Où TZ_i est le tarif zonal de la zone i , G_i une zone i de tarif pour les producteurs, j représente les nœuds appartenant à cette zone i , Gen_j la production du nœud j , et TN_j est le tarif nodal du nœud j .

⁹⁹ G pour *Generation*, production en anglais. L pour *Load*, consommation en anglais.

On procède de façon similaire pour définir des tarifs zonaux pour les consommateurs.

Nous présentons maintenant un dernier type de tarif qui incite lui aussi la localisation des moyens de production sans discrimination entre les raccordements. Il repose sur une méthodologie différente de celle du tarif avec participation marginale.

3. 1. 5. Tarif zonal avec participation moyenne

Le tarif zonal avec participation moyenne consiste à allouer le coût des différentes lignes du réseau en fonction de l'utilisation que chaque acteur (producteur ou consommateur) fait de chaque ligne (Olmos [2006]). Cette méthode nécessite la définition d'une méthode de traçage des flux. Cette règle permet de définir pour chaque nœud de production (respectivement de consommation) les nœuds de consommation (resp. de production) que ce nœud alimente (resp. par lesquels ce nœud est alimenté) et les lignes empruntées par le flux pour rejoindre ces nœuds (Kirschen *et al.* [1996], Bialek [1997]). Cette méthode définit un tarif positif ou nul.

3. 1. 5. 1. Définition du domaine d'influence de chaque acteur

Pour définir l'usage que chaque producteur fait de chaque ligne, on définit le domaine d'influence de chaque producteur. Le domaine d'influence d'un producteur est une partie du réseau qui permet de relier ce producteur avec des consommateurs en suivant les flux de puissances résultant du dispatching. Ainsi, le domaine d'influence du producteur O dans le cas du système après raccordement (figure 2.12 page 124) n'est constitué que de la ligne 3-4. Et le domaine du producteur S est constitué des lignes 1-2, 1-2', 2-3, 2-4, 2-4' et 3-4 (cf. annexe 6).

La formulation du problème de définition du domaine d'influence d'un acteur peut se faire par exploration du graphe orienté des flux de puissance sur le réseau (Kirschen *et al.* [1996]), en suivant les flux (ou les contre-flux) (cf. annexe 7) ou par une formulation matricielle (Bialek [1997]).

Au final, les deux domaines d'influence pour les producteurs sont les suivants :

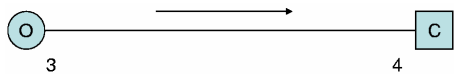


Figure 2.20 Domaine du producteur O

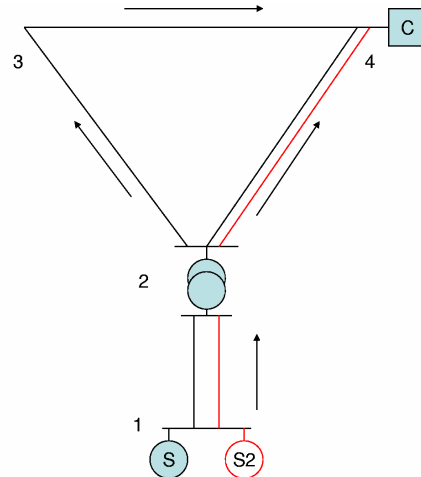


Figure 2.21 Domaine des producteurs S et S2

De la même manière, le domaine d'influence d'un consommateur est une partie du réseau qui permet de relier ce consommateur avec des producteurs en suivant les flux de puissance à contre-sens. Connaissant les lignes utilisées par les acteurs, il est maintenant nécessaire de connaître la responsabilité des acteurs sur les flux traversant ces lignes.

3. 1. 5. 2. Flux et responsabilité de chaque acteur

Le flux que chaque producteur génère sur son domaine d'influence se calcule en appliquant en chaque nœud l'hypothèse suivante : les flux entrants se répartissent proportionnellement dans les flux sortants. Ce principe de répartition des flux dit *sharing principle* est illustré sur le schéma suivant :

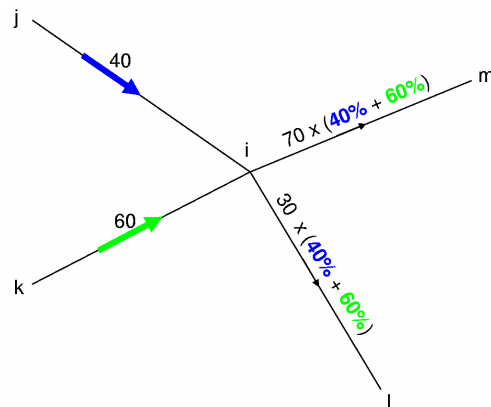


Figure 2.22 *Sharing principle*

Le flux total transitant par le nœud i est de 100 MW dont 40% proviennent de la ligne j-i et 60% de la ligne k-i. Sous l'hypothèse de répartition des flux, le flux sortant de 70 MW de la ligne i-m provient pour 40% de la ligne j-i soit 28MW et pour 60% de la ligne k-i soit 42

MW. De même, le flux sortant de 30 MW de la ligne i-l provient pour 40% de la ligne j-i soit 12 MW et pour 60% de la ligne k-i soit 18 MW.

Chaque producteur est donc responsable des flux suivants :

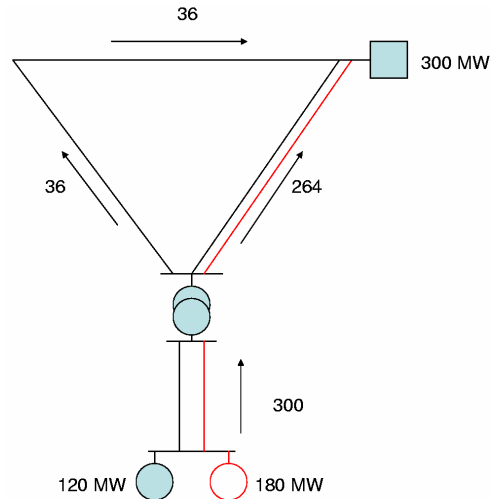
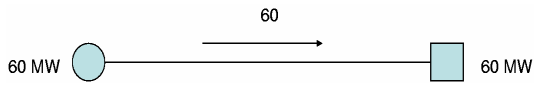


Figure 2.23 Domaine du producteur O

Figure 2.24 Domaine des producteurs S et S2

Nous connaissons maintenant le flux que chaque producteur crée sur chaque ligne. L'utilisation que chaque acteur fait de chaque ligne peut être déduite du flux que chaque acteur crée sur chaque ligne.

3. 1. 5. 3. Utilisation des lignes par acteur

On alloue à chaque acteur le coût des lignes dans son domaine d'influence comme suit.

Tout d'abord, les lignes ne sont pas utilisées en totalité. Aussi, allouer le coût de la part non utilisée des lignes génère des discontinuités de coûts pour les producteurs. Pour conserver tant que possible l'efficacité du signal économique tout en allouant ce coût fixe, l'allocation devra être effectuée de façon inversement proportionnelle à l'élasticité des acteurs à ce signal (Ramsey [1927], Boiteux [1956]). Le coût de la part non utilisée des lignes doit donc être alloué aux utilisateurs du réseau les moins sensibles aux signaux de localisation, c'est-à-dire aux consommateurs (Olmos [2006]), et même préférentiellement aux distributeurs. Ce sont en effet les acteurs du système électrique les moins sensibles aux signaux de localisation (cf. chapitre 1 section 1). Alors sur les 400 MW des lignes 1-2 et 1-2', on n'alloue que $\frac{3}{4}$ du coût¹⁰⁰ de ces lignes aux producteurs. De même sur la ligne 2-4 et 2-4', on alloue la fraction $\frac{264}{400}$ du coût de ces lignes aux producteurs, etc.

Compte tenu de la part de chaque ligne que l'ensemble des producteurs utilise et de la part de chaque producteur dans le flux de chaque ligne (cf. annexe 8 pour les détails), chaque

¹⁰⁰ 300 MW au total circulent sur les lignes 1-2 et 1-2'. Cela ne représente que $\frac{3}{4}$ des 400 MW disponibles.

producteur paie la portion suivante du coût total de chacune des lignes. La part en noir renvoie à l'utilisation globale de la ligne. Les autres parts renvoient respectivement aux producteurs associés.

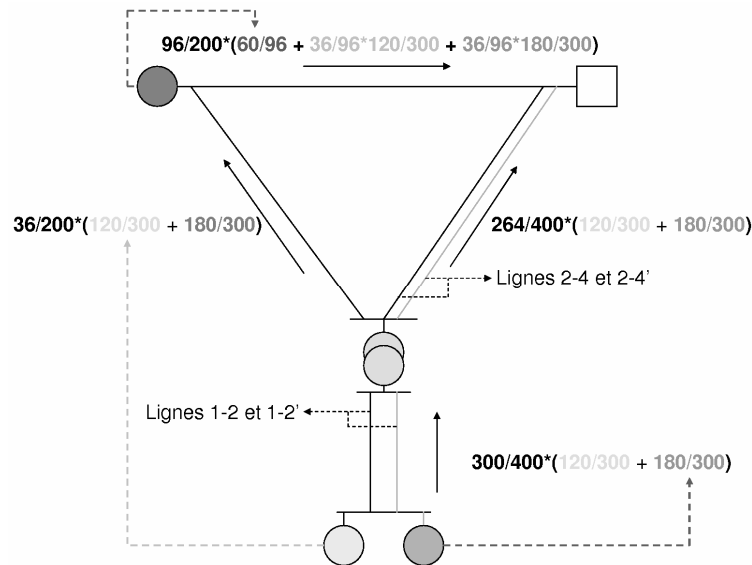


Figure 2.25 Part des producteurs dans l'utilisation des lignes

Nous connaissons maintenant l'utilisation que chaque acteur fait des lignes du réseau. Pour calculer le tarif à partir de cette donnée, il est nécessaire de choisir une clé de répartition des coûts du réseau entre les producteurs et les consommateurs.

3. 1. 5. 4. Répartition du coût du réseau entre producteurs et consommateurs

Le tarif zonal par participation moyenne alloue naturellement les coûts du réseau à parts égales entre producteurs et consommateurs dans leur ensemble. Toutefois, cette clé de répartition G/L ¹⁰¹ peut être modifiée très simplement et deux options principales sont alors possibles. La clé de répartition peut être appliquée sur le coût total du réseau ou sur le coût du réseau utilisé, la part du coût du réseau non utilisée étant allouée de fait aux consommateurs. Pour une même clé de répartition, les producteurs paieront plus si elle est appliquée au coût total du réseau que si elle est appliquée au coût de la part utilisée du réseau.

Cela se comprend aisément en prenant l'exemple suivant, pour une clé de répartition de 50% et une part totale du réseau non utilisée de 20%. Si la clé de répartition G/L est appliquée au coût total du réseau, le producteur paie 50% du total. Si la clé de répartition G/L est appliquée au coût de la part utilisée du réseau, le producteur paiera 50% x 80% du coût total du réseau.

¹⁰¹ Cf. note 99, page 125.

La conséquence sur l'incitation à la localisation des producteurs est illustrée par notre exemple. En prenant l'hypothèse d'un amortissement sur quarante-cinq ans les tarifs par nœuds varient comme suit suivant que les producteurs paient dans leur ensemble 50% du coût du réseau ou seulement 50% de la part utilisée du coût du réseau.

Tableau 2.9 Influence de la part payée par le producteur sur l'effet incitatif du tarif avec participation moyenne

Tarif par nœud (€/kW)	Nœud 1	Nœud 3	Différence 1-3
<i>Pour G = 50% du ...</i>			
<i>Coût du réseau</i>	14,8	9,77	5,08
<i>Coût de la part utilisée du réseau</i>	8,44	5,56	2,89

A partir du tableau 2.9, nous constatons que plus les producteurs paient dans leur ensemble, plus les signaux de localisation sont intenses. La durée d'amortissement permet aussi de moduler l'intensité des signaux de localisation émis par ce tarif.

3. 1. 5. 5. Impact de la durée d'amortissement sur le calcul du tarif

Comme pour le tarif avec participation marginale, la durée d'amortissement des coûts du réseau fait varier l'intensité des signaux de localisation. Mais la base du calcul est différente pour les deux types de tarif. Le tarif avec participation marginale s'appuie sur le concept de coût marginal de long terme car ce tarif fait payer l'usage marginal du réseau. Le tarif avec participation moyenne s'appuie sur le coût réel de chaque ligne et son amortissement car il fait payer pour l'utilisation actuelle de la ligne.

Le tarif avec participation moyenne est calculé à partir du Revenu Maximum Autorisé¹⁰² (RMA). Le RMA est le revenu que le GRT peut percevoir chaque année pour son activité régulée de transport. Il est généralement calculé sans distinguer les lignes de façon individuelle. Mais, pour les besoins du tarif avec participation moyenne, les lignes doivent être considérées individuellement.

Le Revenu Maximum Autorisé est calculé à partir des annuités d'amortissement, de la Base des Actifs Régulés et du retour sur investissement. (Joskow [2006b]). L'annuité d'amortissement est la part du coût d'une ligne que le GRT est autorisé (par le régulateur) à récupérer chaque année en faisant payer les utilisateurs du réseau. L'Annuité d'amortissement est constante pendant la durée d'amortissement de la ligne et se calcule de la façon suivante :

$$\text{Annuité} = \text{Coût d'investissement} / \text{Durée de vie comptable de l'investissement}$$

¹⁰² Le Revenu Maximum Autorisé est appelé le *Maximum Allowed Revenue* (MAR) en anglais.

La Base des Actifs Régulés¹⁰³ (BAR) est l'ensemble des actifs du réseau dont le coût n'a pas encore été couvert par le tarif du réseau. Elle se calcule d'une année sur l'autre en prenant en compte les amortissements des lignes du réseau qui ne sont pas encore totalement amorties et les investissements de l'année passée.

$$BAR(n) = BAR(n - 1) - Annuités(n - 1) + Investissements(n - 1)$$

À l'année n , le retour sur capital se calcule à partir de la $BAR(n)$ et du taux de rémunération $WACC$ ¹⁰⁴ de ce capital comme suit.

$$Retour\ sur\ capital(n) = BAR(n) \times WACC$$

Le Revenu Maximum Autorisé est la somme de l'annuité d'amortissement et du retour sur le capital, soit

$$RMA(n) = BAR(n) \times WACC + Annuités(n)$$

Pour illustrer l'effet de la durée d'amortissement sur le niveau des tarifs nodaux, nous supposons que le coût total du réseau est réparti également entre les producteurs et les consommateurs et que toutes les lignes autres que les renforcements sont âgées de dix ans. Selon que l'amortissement des coûts du réseau se fait sur vingt ans ou quarante-cinq ans, nous obtenons les tarifs suivants par nœud.

Tableau 2.10 Influence de la durée d'amortissement sur l'effet incitatif du tarif avec participation moyenne

Tarif par nœud (€/kW)	Nœud 1	Nœud 3	Différence 1-3
<i>Amortissement sur...</i>			
45 ans	52,2	30,2	21,9
20 ans	56,8	28,4	28,3

Sur le tableau 2.10, nous constatons que l'intensité du signal de localisation augmente lorsque la durée d'amortissement diminue. Lorsque la durée d'amortissement passe de quarante-cinq à vingt ans, les différences entre les tarifs augmentent de 30%.

La durée d'amortissement produit un autre effet incitatif sur le tarif. En effet, la diminution de la durée d'amortissement réduit le temps pendant lequel les usagers du réseau paient pour une ligne électrique. La variation de la durée d'amortissement produit donc deux effets contraires sur l'intensité du signal incitatif émis par le tarif. Suivant les cas, diminuer la durée d'amortissement peut augmenter ou réduire l'incitation du tarif zonal avec participation moyenne.

¹⁰³ La Base des Actifs Régulés est appelée la *Regulated Asset Base* (RAB) en anglais.

¹⁰⁴ Défini en 3.1.4.3.

Par ailleurs, grâce à la possibilité de prendre en compte un amortissement différent pour chaque ligne, le tarif avec participation moyenne présente une particularité assez remarquable. Il est particulièrement simple à introduire de façon progressive, en substitution d'un tarif préalablement en vigueur. Il suffit de considérer dans le calcul tarifaire que toutes les lignes construites avant la première année d'application du tarif avec participation moyenne sont amorties (selon l'ancien tarif). Le tarif avec participation moyenne ne couvre alors que les nouveaux investissements en réseau. La structure tarifaire antérieure s'éteint donc progressivement.

3. 1. 6. Conclusion de la présentation des tarifs de réseau

L'étude des tarifs de réseau permet de faire ressortir leurs caractéristiques marquantes. Le tableau 2.11 classe les différents types de tarifs en fonction de leur répartition tarif de raccordement / tarif d'utilisation du réseau et en fonction de la façon d'internaliser les congestions à long terme.

Tableau 2.11 Méthodes d'allocation des coûts du réseau classées suivant la répartition entre tarif de raccordement et tarif d'utilisation du réseau et suivant la façon d'internaliser les congestions

Méthode d'allocation des coûts du réseau <i>Types de tarifs</i>	Répartition entre le tarif de raccordement / et le tarif d'utilisation	Façon d'internaliser les congestions
<i>Generation-spur only</i>	~0/100	Distance au réseau
<i>Deep cost</i>	100/0	Externalités négatives
<i>Shallow cost</i>	$x/100 - x$	Externalités négatives sur les niveaux de tension inférieurs au niveau de tension de raccordement de référence
<i>Tarif zonal avec participation marginale</i>	~0/100	Externalités négatives, externalités positives rémunérées
<i>Tarif zonal avec participation moyenne</i>	~0/100	Externalités négatives

L'étude des tarifs de réseau permet aussi de faire ressortir les problèmes rencontrés lors de leur conception. Le *deep cost* et le *shallow cost* allouent les coûts du réseau aux utilisateurs du réseau mais sans émettre de signal de localisation. Avec ces tarifs, les utilisateurs du réseau ne connaissent le coût du réseau qui leur sera attribué qu'après avoir fait une demande de raccordement. Et le coût des renforcements du réseau qui leur est attribué n'est pas nécessairement public. Ces tarifs ont aussi l'inconvénient d'être discriminatoires entre des raccordements successifs. La discrimination est due à l'allocation individuelle des discontinuités de coût liées aux indivisibilités du réseau. À l'inverse, le *generation-only spur* est non-discriminatoire mais n'envoie aucun signal de localisation. Le tarif zonal avec participation marginale présente des problèmes de stabilité. Pour de faibles modifications du

cas de base, les tarifs peuvent varier de façon significative. Cette propriété peut les rendre moins incitatifs car les producteurs ont besoin de signaux stables pour s'engager dans leur investissement. Il ressort donc de notre étude que le tarif zonal avec participation moyenne semble être le meilleur des tarifs de réseau présentés.

Les tarifs les plus courants sont caractérisés par des problèmes : la visibilité et la stabilité des signaux, la discrimination des tarifs, l'allocation des discontinuités de coût. Nous nous appuyons sur ces problèmes pour concevoir des critères d'analyse des tarifs de réseau.

3. 2. ANALYSE DES DIFFÉRENTS TYPES DE TARIFS POUR LA COORDINATION ENTRE LES INVESTISSEMENTS EN PRODUCTION ET EN TRANSPORT

Les illustrations précédentes des différents tarifs ont permis de faire ressortir les problèmes rencontrés lors de leur conception. Ces problèmes nous permettent de développer quatre critères d'analyse pour comparer les tarifs de réseaux les plus courants. Ces quatre critères ont aussi pour objectif d'attirer l'attention des GRT et des régulateurs sur les problèmes pratiques de conception des tarifs et de les guider dans ce processus. Premièrement, les tarifs doivent être visibles et stables à long terme. Deuxièmement, les tarifs doivent être discriminatoires uniquement dans la mesure où cela assure l'efficacité du système électrique à long terme. Troisièmement, les discontinuités de coûts liées aux indivisibilités du réseau doivent être allouées sans remettre en question l'efficacité des signaux de localisation des tarifs de réseau. Enfin, pour inciter à la localisation, les tarifs de réseau doivent refléter les coûts de réseau que les acteurs induisent par leur raccordement et leur usage du réseau.

Pour évaluer l'efficacité des tarifs de réseau les plus courants, nous nous attachons aux problèmes d'ingénierie que nous avons rencontrés lors de la présentation de ces tarifs. Nous développons alors quatre critères à partir des principes utilisés par Green [1997a] et repris dans la littérature pour évaluer l'efficacité des signaux de localisation de long terme (Olmos [2006], p 140). Green [1997a] utilise trois principes pour concevoir les tarifs de réseau¹⁰⁵. Selon son premier principe, les signaux de localisation doivent être simples et transparents. Selon le deuxième principe de Green [1997a], les signaux de localisation doivent permettre de couvrir tous les coûts d'infrastructures du réseau. Et selon le troisième principe de Green [1997a], les signaux de localisation doivent inciter la localisation efficace des moyens de production. L'aspect non-discriminatoire des signaux de localisation n'apparaît qu'en

¹⁰⁵ Green [1997a] édicte six principes pour concevoir des signaux de localisation. Deux d'entre eux s'appliquent plus particulièrement aux signaux de localisation de court terme, déjà traités. Le premier consiste à promouvoir la conduite efficace du réseau de transport. Le second consiste à signaler les besoins de renforcements du réseau de transport. Selon le dernier principe de Green [1997a], les signaux de localisation doivent pouvoir être mis en œuvre. Il est traité dans le chapitre 3.

filigrane chez Green [1997a]. Mais c'est un impératif explicite auquel les tarifs de réseau doivent répondre chez Olmos [2006].

Notre critère de visibilité et de stabilité des tarifs développe les principes de transparence et d'incitation de Green [1997a]. La publicité des tarifs permet de signaler de façon transparente et incitative les zones du réseau qui peuvent accueillir de nouveaux utilisateurs. De plus, pour inciter la localisation des moyens de production, les signaux de localisation de long terme doivent être relativement stables et prévisibles. La stabilité et la prévisibilité rendent les signaux de long terme crédibles auprès des producteurs lors du choix de la localisation de leurs investissements qui sont peu redéployables. Notre critère sur l'efficacité de la discrimination couple le principe d'incitation de Green [1997a] et le principe de non-discrimination d'Olmos [2006]. Car la présentation des tarifs a montré que certains sont non-discriminatoires sans être incitatifs, tandis que d'autres sont discriminatoires mais ne sont incitatifs que de façon erratique. Notre critère sur l'allocation efficace des discontinuités de coûts couple les principes d'incitation et de couverture des coûts. L'allocation des discontinuités de coût est nécessaire pour couvrir l'ensemble des coûts du réseau. Mais elle doit se faire sans remettre en question l'efficacité des signaux de localisation. Notre dernier critère développe le principe d'incitation de Green [1997a], en s'attachant surtout à la causalité des coûts.

Nous comparons les tarifs de réseau présentés en 3.1 grâce à nos quatre critères : la visibilité et la stabilité des tarifs de réseau à long terme, l'efficacité de la discrimination des tarifs, l'allocation efficace des discontinuités de coûts du réseau et la causalité des coûts.

3. 2. 1. Visibilité et stabilité des tarifs de réseau à long terme

Le raccordement d'un nouveau producteur peut modifier la répartition des coûts du réseau. Tout d'abord, prendre en compte la puissance d'un nouveau producteur modifie les calculs de tarifs. Ensuite, les nouveaux investissements du réseau de transport peuvent aussi modifier la répartition des flux électriques. De plus, les flux électriques d'une zone de responsabilité au sein d'un réseau interconnecté peuvent varier notablement avec les conditions de conduite du système des autres zones de responsabilité. Ces différents éléments, en faisant varier les flux électriques, peuvent aussi faire varier la répartition du coût du réseau de transport entre les utilisateurs du réseau.

Or les tarifs de réseau sont des signaux de long terme. Ils doivent donc permettre de guider la localisation des nouveaux moyens de production. Les moyens de production ont une spécificité de site. Aussi, les tarifs de réseau doivent être stables pour être crédibles (National Grid [2006a]). Afin d'être incitatifs, ils doivent aussi être visibles pour les utilisateurs du réseau. Le mieux serait alors que le GRT, sous l'égide du régulateur, fournisse une estimation des tarifs pour plusieurs années sur la base d'un scénario (au moins) de développement du

réseau et de raccordement de nouveaux moyens de production¹⁰⁶. En effet, la configuration actuelle d'un système électrique ne fournit qu'une partie des informations sur la configuration future du même système. Il est nécessaire de prendre en compte l'évolution du système (investissements en production et développement du réseau) pour évaluer cette future configuration et publier les signaux de localisation correspondants.

Le tarif zonal avec participation moyenne a des propriétés économiques assurant la stabilité et l'acceptabilité des tarifs (Curien [2003] et Olmos [2006]). Ce point est confirmé par les tests que nous avons pu faire sur le réseau français de transport d'électricité (cf. annexe 9). Nous avons testé la robustesse du tarif avec participation moyenne à la variation des bilans des zones de responsabilité voisines et au renforcement de certaines lignes du réseau. Les résultats que nous avons obtenus pour le tarif avec participation moyenne sont probants. Ce tarif envoie des signaux qui évoluent avec le réseau et les conditions d'exploitation sur lesquelles les tarifs sont calculés. Mais ces signaux sont tout de même stables et robustes aux hypothèses.

Nous avons réalisé les mêmes tests pour le tarif avec participation marginale. Nous constatons que le tarif avec participation marginale envoie des signaux de localisation qui sont plus accentués. Toutefois, le tarif avec participation marginale est bien plus sensible au cas de base. Le cas de base est la situation sur laquelle est effectué le calcul des tarifs. La sensibilité du tarif au cas de base est importante puisque le tarif peut passer d'une valeur négative à une valeur positive importante alors que les conditions d'exploitation ont peu varié. Nous avons remarqué que cette sensibilité est due dans tous les cas aux flux sur les transformateurs proches des centrales de production. Les transformateurs coûtent chers. Les flux qui y circulent ne dépendent généralement que de quelques utilisateurs du réseau. Aussi, des modifications du cas de base qui inverseraient le flux sur un transformateur conduiraient à modifier de façon drastique le tarif d'utilisation du réseau pour les utilisateurs concernés. NGC utilise le tarif d'utilisation marginale depuis plus de dix ans et les transformateurs sont exclus du calcul de tarif (Turvey [2006]). Nous avons vraisemblablement trouvé la raison pour laquelle NGC procède ainsi depuis si longtemps. Ce défaut du tarif avec participation marginale peut être corrigé si les coefficients d'influence des lignes, les PTDF, sont pondérés par le facteur d'utilisation des lignes.

Le *deep cost* et le *shallow cost* ont l'avantage d'envoyer un signal de localisation *ad vitam æternam* aux moyens de production¹⁰⁷. Bien évidemment, cela assure la stabilité du

¹⁰⁶ National Grid [2005, 2006b] fournit ainsi annuellement une estimation des tarifs pour les cinq prochaines années suite à la demande de l'OFGEM.

¹⁰⁷ Si ces tarifs de réseau sont complétés par des mécanismes de réallocation des coûts successifs aux nouveaux raccordements, le tarif initialement payé lors du raccordement plafonne la contribution de l'utilisateur du réseau au renforcement du réseau concerné.

signal de localisation. Toutefois, ces tarifs de réseau ne peuvent renseigner les utilisateurs du réseau déjà raccordés des modifications d'usage du réseau dues aux nouveaux utilisateurs du réseau. Par ailleurs, les utilisateurs du réseau ne connaissent leur coût de raccordement qu'après en avoir fait la demande. Un utilisateur du réseau ne pourra donc arbitrer entre plusieurs localisations que s'il fait une demande de raccordement pour chacune d'elles. Aussi, pour combler le manque de publicité des signaux de ces tarifs et pour assurer un minimum de visibilité aux acteurs, il convient de les compléter par la publication des capacités d'accueil du réseau.

3. 2. 2. Efficacité de la discrimination tarifaire

La discrimination acceptable du point de vue économique permet d'augmenter le surplus social ou de façon équivalente de diminuer le coût social. La tarification nodale de court terme des congestions, le pricing nodal, est un exemple de discrimination acceptable du point de vue économique car cette méthode discriminatoire permet de mieux utiliser une ressource rare, la capacité congestionnée du réseau, et donc d'accroître le surplus social.

Tous les tarifs de réseau doivent accorder un statut particulier aux moyens de production intermittents ou qui fonctionnent peu souvent. Certes, pour ne pas distordre les décisions opérationnelles des utilisateurs du réseau, l'allocation des coûts du réseau doit se faire sur la base de la puissance des moyens de production. Toutefois, le concepteur du tarif de réseau ne doit pas se focaliser sur la puissance maximale des moyens de production (Brunekreeft *et al.* [2005]). Pour les moyens de production fatals ou de pointe, ce n'est pas la puissance maximale qui est dimensionnante pour l'accueil sur le réseau de transport, c'est la monotone de production.

Le *generation-only spur* est une méthode non-discriminatoire. Certes, le tarif d'utilisation est uniforme sur l'ensemble du système électrique mais il n'y a pas de signaux de localisation ; la variation du coût de raccordement suivant le raccordement se justifie par le fait que les lignes de raccordement sont d'utilisation privée.

Le *deep cost* et dans une moindre mesure le *shallow cost* sont discriminatoires du fait qu'un acteur peut être amené à payer seul un renforcement qui est d'usage collectif ou à l'inverse ne pas payer une ligne utilisée (Fox-Penner [2003]). Un producteur responsable de 5% du flux transitant sur une ligne peut se voir allouer 100% du coût d'une nouvelle ligne de ce corridor. Inversement, une contrainte suite à un nouveau raccordement peut résulter en grande partie des utilisateurs du réseau déjà raccordés. Dans le cas du *deep cost* et du *shallow cost*, ces derniers n'ont pas à supporter le coût d'un nouvel investissement réseau si nécessaire. Par ailleurs, au début de la dérégulation d'un système électrique, ces tarifs de réseau créent une discrimination importante entre les opérateurs historiques et les nouveaux entrants. Les opérateurs historiques sont déjà raccordés au réseau. Donc, ils ne paient pas leur

accès au réseau. À l'inverse, les nouveaux entrants doivent être raccordés au réseau (à moins d'acheter une centrale à l'opérateur historique). Pour cela, ils paient leur raccordement au réseau, à un coût potentiellement très élevé. Aussi, ces tarifs de réseau ne favorisent généralement pas l'entrée de concurrents.

Les tarifs zonaux (avec participation marginale ou moyenne) sont certes des méthodes discriminatoires suivant l'endroit où le producteur va se raccorder. Mais, les utilisateurs du réseau de transport raccordés à un même nœud paient le même tarif d'utilisation du réseau. Les acteurs utilisant la même part d'une ligne paient de la même façon pour cet usage. La discrimination entre les utilisateurs du réseau n'est donc liée qu'à leur localisation et à leur utilisation du réseau et non à leur date de raccordement au réseau.

3. 2. 3. Traitement des indivisibilités du réseau et des discontinuités de coût

Les coûts d'investissements du réseau de transport d'électricité sont caractérisés entre autres par les indivisibilités. Un bien indivisible n'est disponible qu'en quantités fixes, standardisées, non continues. L'indivisibilité de la capacité des lignes est à l'origine des discontinuités de coût du réseau de transport. Nous avons vu dans la partie précédente que certains tarifs transfèrent ces discontinuités de coût aux acteurs et induisent des discriminations qui dégradent l'efficacité du tarif en tant que signal de localisation. Ces discontinuités de coût transférées aux acteurs génèrent une volatilité des tarifs dans le temps au fur et à mesure des renforcements. Cette volatilité des tarifs va à l'encontre de la stabilité des tarifs nécessaires à l'utilisation de ces derniers comme élément dans leur décision d'investissements.

Pour résoudre ce problème, Ramsey [1927] et Boiteux [1956] nous enseignent que les signaux économiques sont plus efficaces si les acteurs les plus sensibles à ces signaux ne subissent pas les discontinuités de coût. Dans notre cas, les producteurs en tant qu'acteurs les plus sensibles aux signaux de localisation ne doivent donc payer que la part du réseau qu'ils utilisent, le reste du coût du réseau étant alloué aux utilisateurs du réseau les moins sensibles aux signaux de localisation, c'est-à-dire les consommateurs. L'allocation de la part non utilisée du réseau aux consommateurs permet d'envoyer un signal de localisation plus stable aux producteurs.

Du point de vue du lissage des discontinuités de coût du réseau, le *generation-only spur* et les tarifs zonaux sont mieux adaptés car l'allocation du coût se base sur la capacité du producteur et le coût de la part non utilisée du réseau est allouée de préférence sur les consommateurs, utilisateurs du réseau moins sensibles aux signaux de localisation. Il serait même préférable d'allouer la part non utilisée du réseau aux distributeurs, moins sensibles aux signaux de localisation que les clients industriels. De plus, pour les deux types de tarifs

zonaux, le GRT prend le parti de faire un certain nombre d'hypothèses sur la structure de coût du réseau et des producteurs pour pouvoir émettre des signaux de localisation exploitables par les acteurs pour choisir leur lieu de raccordement. Pour la conception des deux types de tarifs zonaux, le GRT suppose ainsi que la capacité de transport est divisible, et donc qu'il n'y a pas de discontinuité de coût.

A l'inverse, le *deep cost* et le *shallow cost* (dans une moindre mesure) allouent systématiquement la part non utilisée du réseau à l'utilisateur du réseau « responsable » de l'investissement réseau. Il est possible de corriger ce défaut du *deep cost* et du *shallow cost* en n'allouant aux producteurs que le coût de la part utilisée du réseau, la part non utilisée du réseau étant allouée aux consommateurs. Toutefois, cette variante nécessite de prévoir l'utilisation de ligne sur toute la durée de vie du producteur. Diverses questions se posent alors : quelle méthode employer pour déterminer les flux de puissances sur cette ligne pour 20 ans a minima ? Qui supporte le risque lié aux erreurs d'estimation ? Etc. Par ailleurs, il semble que ce ne soit pas tant la variation du tarif qui pose un problème en soi que sa prévisibilité et sa stabilité. En effet, un tarif fixe génère des risques tant pour le GRT du réseau que pour les utilisateurs du réseau, tandis qu'un tarif qui évolue sans forte variation et de façon prévisible assure une répartition des risques plus acceptable pour l'ensemble des parties (National Grid [2006d]).

3. 2. 4. Causalité des coûts

Les tarifs doivent permettre d'inciter les acteurs à se raccorder en tenant compte des congestions structurelles sur le réseau. Les tarifs de réseau doivent permettre de reproduire de façon approchée, pour chacun des raccordements, le problème d'optimisation d'une entreprise intégrée cherchant à minimiser ses coûts. Sous l'hypothèse de producteurs n'usant pas de pouvoir de marché, les tarifs doivent leur indiquer aux acteurs les coûts d'infrastructures que leur raccordement cause pour le réseau.

Pour les raisons précédemment évoquées, le *deep cost* et le *shallow cost* envoient un signal de localisation sur- ou sous-incitatif. Ces méthodes ne rémunèrent pas les acteurs qui décongestionnent le réseau et ne pénalisent pas les acteurs déjà raccordés qui congestionnent le réseau. Le *generation-only spur* ne permet pas d'inciter à la localisation des producteurs, sauf à les inciter à être proche du réseau.

Les tarifs zonaux sont conçus afin de refléter au mieux les coûts « locaux » du réseau. Le tarif zonal avec participation marginale peut rémunérer les acteurs qui décongestionnent le réseau pour les gains en surplus social qu'ils engendrent. Cette propriété peut favoriser l'acceptation de tarifs zonaux. Par ailleurs, la durée d'amortissement peut considérablement modifier l'intensité du signal de localisation de ces tarifs. Plus la durée d'amortissement est courte, plus l'amortissement annuel des lignes est élevé et plus les différences entre les tarifs

des différentes zones seront importantes. C'est pourquoi une durée d'amortissement trop longue peut faire diminuer l'effet incitatif des tarifs zonaux. À l'inverse, une durée d'amortissement trop courte ne permet pas un juste partage des coûts entre utilisateurs actuels et futurs utilisateurs du réseau.

La définition d'un tarif efficace doit alors se faire sur la base d'une durée d'amortissement cohérente avec la durée d'étude en tenant compte aussi de l'effet de l'actualisation. Ce besoin de cohérence est confirmé par l'incitation à l'investissement que procure une durée d'amortissement plus courte. La FERC [2005b] envisage d'appliquer cette mesure (parmi d'autres) pour relancer les investissements réseau à l'échelle fédérale. Dans le même temps, il est nécessaire de ne pas trop réduire cette durée d'amortissement, afin de ne pas induire un sur-investissement du réseau (FERC [2006]). La durée d'amortissement des coûts du réseau découle donc d'un compromis entre la juste incitation du GRT du réseau à investir, la juste incitation des producteurs à se localiser et la juste répartition des coûts entre utilisateurs actuels et futurs utilisateurs du réseau. L'incitation à la localisation augmente lorsque la durée d'amortissement diminue. La répartition des coûts entre utilisateurs actuels et futurs utilisateurs du réseau se fait d'autant mieux lorsque la durée d'amortissement est plus longue. L'incitation du GRT du réseau à investir est optimale lorsque la durée d'amortissement correspond à la durée de vie des ouvrages.

3. 2. 5. Comparaison des tarifs de réseau à partir de ces quatre critères

Nous venons de construire quatre critères d'analyse à partir des problèmes de conception qui sont ressortis de la présentation des tarifs de réseau les plus courants. Ces critères d'analyse nous ont permis de comparer les tarifs de réseaux les plus courants. Nos quatre critères développent des principes déjà utilisés dans la littérature en s'attachant particulièrement à l'ingénierie de conception des tarifs. Le tableau 2.12 synthétise l'étude des tarifs les plus courants au regard de ces critères.

Tableau 2.12 Étude des principaux types de tarifs de réseau

Critères <i>Types de tarif</i>	Visibilité, stabilité du tarif à long terme	Discrimination efficace	Discontinuité de coût non-allouée	Causalité des coûts	Rémunération des externalités positives
<i>Generation-only spur</i>	Oui	Non	Oui	Non	Non
<i>Shallow cost</i>	Partiellement	Non	Partiellement	Dans un sens, Oui	Non
<i>Deep cost</i>	Non	Non	Non	Dans un sens, Oui	Non
<i>Tarif zonal avec participation marginale</i>	Partiellement ^{a)}	Oui	Oui	Partiellement ^{b)}	Oui
<i>Tarif zonal avec participation moyenne</i>	Oui	Oui	Oui	Oui ^{b)}	Non

a) Forte sensibilité aux hypothèses de calcul

b) Si la durée d'amortissement du réseau est cohérente avec la période sur laquelle se justifie l'investissement réseau

Le premier critère est la visibilité et la stabilité des tarifs de réseau, nécessaires étant donné la faible redéployabilité des investissements en production. Le second critère est l'efficacité de la discrimination des tarifs. Certains tarifs allouent les coûts du réseau aux nouveaux utilisateurs alors que les infrastructures du réseau sont d'usage collectif et bénéficie aussi aux utilisateurs ayant précédemment été raccordés au réseau. Le troisième critère est l'allocation efficace des discontinuités de coût. Tous les coûts du réseau doivent être couverts par le tarif de réseau, y compris ceux liés aux indivisibilités du réseau. Mais l'allocation des discontinuités de coût ne doit pas remettre en cause l'efficacité des signaux de localisation. Enfin, le quatrième critère mesure si le tarif de réseau alloue de façon causale le coût des infrastructures. Il est complété par le fait que le tarif rémunère ou non les externalités positives.

3. 3. CONCLUSION DE LA SECTION

L'analyse des tarifs de réseau montre que le GRT idéal doit mettre en place les tarifs zonaux car ils satisfont le plus grand nombre de critères d'études. Les tarifs avec participation moyenne doivent être préférés aux tarifs avec participation marginale car ils sont robustes au changement du cas de base de leur calcul.

Indépendamment de la conception du tarif, sa visibilité est importante car le GRT attend du tarif un effet incitatif. La publication de la capacité d'accueil du réseau permet aussi

d'informer les utilisateurs du réseau sur le volume qui peut être raccordé suivant la zone de raccordement. Les producteurs ne peuvent prendre en compte les tarifs de réseau et la capacité d'accueil dans leur décision d'investissement que dans la mesure où ils en connaissent les niveaux futurs. À cet effet, le GRT doit afficher ces signaux prix et volumes.

CONCLUSION DU CHAPITRE

Ce chapitre a montré qu'un Gestionnaire de Réseau de Transport (GRT) idéal peut être conçu à partir d'un cadre d'analyse modulaire. Une analyse modulaire permet de séparer les tâches du GRT en modules. Trois modules concernent la coordination entre les investissements en réseau et ceux en production : le module de gestion des flux électriques à court terme, le module d'incitation à long terme pour la localisation des moyens de production, et le module d'investissement en réseau. Chaque module peut ainsi être analysé toute chose étant égale par ailleurs, et il est possible de décrire indépendamment les principales options qui peuvent y être mises en œuvre.

Le réseau de transport reste un monopole naturel. Dans l'hypothèse d'un GRT bienveillant, les outils nécessaires au calcul d'investissement du réseau restent donc les mêmes que ceux d'une entreprise intégrée idéale. Le GRT, comme planificateur du réseau, n'a plus qu'une influence indirecte sur la localisation des moyens de production. Cette influence s'exerce par les deux autres modules qui mettent en place les méthodes décentralisées d'incitation à la coordination des investissements en production et en réseau. Par définition, le GRT concevra parfaitement ces modules si l'on fait l'hypothèse d'un GRT parfaitement régulé, bienveillant et efficace. Un tel GRT développera le réseau de transport de façon à maximiser le bien-être social et enverra des signaux économiques aux utilisateurs du réseau pour assurer une utilisation efficace du réseau. Il se coordonnera avec ses voisins GRT afin d'assurer une gestion optimale des effets de frontières entre leurs zones de responsabilité lors de la conduite du système.

La deuxième section a montré que les externalités d'usage du réseau (y compris des zones voisines) peuvent être internalisées à différents degrés suivant l'option choisie pour ce module. À cet égard, le pricing nodal de l'électricité est la meilleure option du module de gestion des flux électriques à court terme. Le pricing nodal permet un dispatching et une allocation de la capacité du réseau de transport efficaces. Le pricing nodal et les FTRs assurent une utilisation optimale du réseau de transport, qui elle-même permet une évaluation correcte du besoin d'investissement en réseau.

Cependant ils ne sont pas suffisants pour assurer une coordination à long terme entre le transport et la production d'électricité. Les FTRs ne coordonnent efficacement les investissements en réseau avec les investissements en production que dans des cas particuliers. Les caractéristiques de fonctionnement et d'investissement habituelles du réseau de transport sont alors atténuées ou absentes. Dans ces situations, le développement du réseau de transport peut être concurrentiel.

La troisième section a évalué les signaux de localisation de long terme. Ils permettent d'assurer une localisation plus efficace des utilisateurs du réseau malgré les externalités et les

indivisibilités des investissements en réseau. Cependant, la conception de ces signaux est difficile car elle répond à différents impératifs contradictoires. Du point de vue de l'efficacité de la coordination, le tarif de réseau zonal est la meilleure option. Ce tarif zonal sera plus robuste avec une participation moyenne. Si le GRT peut le calculer à l'avance pour plusieurs années, les utilisateurs du réseau ont plus de visibilité sur les incitations à la localisation à long terme, ce qui accroît l'influence du tarif de réseau sur les décisions d'investissement en production. La visibilité du tarif peut être accrue par la publication de capacités d'accueil du réseau. Enfin, un tel tarif est, par nature, le plus favorable à la concurrence en production. En effet, il ne discrimine pas les utilisateurs du réseau raccordés au réseau avant ou après la dérégulation du système électrique.

On déduit de ce chapitre qu'un GRT idéal est nécessairement constitué des options suivantes. Les flux électriques à court terme sont opérés par le pricing nodal et la coordination avec les zones voisines s'effectue par harmonisation. À long terme, le tarif zonal avec participation moyenne incite la localisation des moyens de production tandis que la publication de capacités d'accueil apporte aux utilisateurs du réseau un signal complémentaire en volume. Puisque le GRT est bienveillant, par hypothèse, il développe le réseau de transport afin de maximiser le bien-être social.

En pratique, il serait souhaitable que les GRT réels tendent vers ce GRT idéal afin d'assurer à long terme une utilisation optimale du réseau de transport et une coordination efficace entre les investissements en production et en réseau. Il existe cependant une grande variété de combinatoire entre toutes les options des modules de gestion des flux. Les GRT réels s'écartent ainsi de différentes manières du GRT idéal. La variété réelle de ces configurations peut s'expliquer à son tour par un module supplémentaire : la structure de gouvernance du réseau de transport. Le chapitre suivant montrera comment la structure de gouvernance influence les options mises en œuvre par les GRT.

Chapitre 3 LA DIVERSITÉ DE DESIGNS DES GRT

Introduction	152
Section 1 La structure de gouvernance du réseau	154
1. 1. La structure de gouvernance du réseau	154
1. 2. Complémentarité institutionnelle entre la structure de gouvernance du réseau et les modules de gestion des flux électriques	161
1. 3. Conclusion de la section.....	175
Section 2 Étude institutionnelle comparative de PJM, NGC et RTE.....	177
2. 1. Étude de cas de PJM (Pennsylvanie, New Jersey, Maryland)	178
2. 2. Étude de cas de NGC (National Grid Company – Angleterre et Pays de Galles)	192
2. 3. Étude de cas de RTE (Réseau de Transport d'Électricité – France).....	204
2. 4. Conclusion de section	221
Conclusion du chapitre	224

INTRODUCTION

À tous les horizons de temps, le Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT) gère les flux électriques sur le réseau de transport d'électricité en prenant en compte les spécificités du bien électricité. Il réalise ce travail grâce à trois modules : la conduite du système à court terme, les signaux de localisation de long terme et l'investissement du réseau. Il existe diverses façons de mettre en œuvre ces modules, et un GRT idéal est défini comme la somme des mises en œuvre les plus efficaces pour chacun des modules. Cependant, en pratique, on ne rencontre pas de GRT idéal. Même les GRT de référence aux États-Unis, en Grande-Bretagne ou en Europe continentale ne sont pas des GRT idéaux. Eux-aussi montrent une grande diversité des procédés pour coordonner la production et le transport d'électricité.

Par hypothèse, le GRT idéal est parfaitement régulé, bienveillant et efficace. En réalité, on ne peut garantir qu'un GRT soit bienveillant. C'est pourquoi la nouvelle théorie de la tarification rationnelle s'est attachée à construire une régulation incitative des prix et des investissements pour le monopole naturel d'infrastructures (Armstrong *et al.* [1996] et Armstrong-Vickers [1998]). Cependant, la Nouvelle Économie Institutionnelle a montré que le dispositif de gestion des actifs de réseau, qu'elle nomme « structure de gouvernance », était aussi important que la régulation pour la mise en œuvre et l'efficacité de la coordination (Glachant-Perez [2007], Saussier – Yvrande-Billon [2007]). Dans les systèmes libéralisés, le GRT peut ainsi relever de différentes formes organisationnelles, suivant son degré d'indépendance vis-à-vis des producteurs, suivant qu'il possède ou non le réseau qu'il gère, suivant la régulation qui lui est appliquée, etc.

Ce chapitre poursuit donc deux objectifs. Premièrement, nous montrerons que la structure de gouvernance du réseau de transport d'électricité influence les options choisies pour gérer les flux électriques dans une logique de complémentarité institutionnelle. La structure de gouvernance du réseau expliquerait ainsi l'écart entre le GRT idéal et les GRT réels. C'est elle aussi qui explique la diversité des arrangements des GRT et leurs résultats hétérogènes. Le second objectif du chapitre est d'opérationnaliser le cadre d'analyse obtenu sur trois GRT de référence, PJM dans le Nord-Est des États-Unis, NGC le GRT anglo-gallois et RTE en France. L'étude de ces trois GRT permettra d'évaluer comment les complémentarités institutionnelles conditionnent la coordination entre la production et le transport d'électricité. La structure de gouvernance du réseau peut être défavorable aux options de gestion des flux électriques qui coordonneraient le mieux la production et le transport à long terme. La structure de gouvernance du réseau peut aussi favoriser le traitement structurel des externalités du réseau en étendant la capacité de transport, plutôt qu'en internalisant ces congestions par des prix pour une capacité donnée.

Dans la section 1, nous compléterons le cadre modulaire du chapitre 2 avec un quatrième module, la structure de gouvernance du réseau. Nous montrerons que la structure

de gouvernance du réseau permet différentes combinaisons d'options de mises en œuvre pour gérer les flux électriques. Cette structure de gouvernance se détermine par le degré de séparation entre la production, la gestion et la propriété du réseau, ainsi que par la régulation mise en œuvre pour contrôler le GRT. Cette structure de gouvernance influence les choix pour les trois modules de gestion des flux présentés au chapitre 2. Car les objectifs des GRT et leurs incitations à mettre en œuvre certaines options de gestion des flux varient avec la structure de gouvernance du réseau.

La section 2 met en évidence l'influence de la structure de gouvernance du GRT sur la coordination entre la production et le transport d'électricité pour trois GRT de référence, PJM aux États-Unis, NGC en Angleterre et au Pays-de-Galles et RTE en France. La structure de gouvernance du réseau explique pourquoi les signaux de localisation mis en œuvre peuvent être sous-optimaux. Elle montre que la coordination entre la production et le transport d'électricité n'est pas liée uniquement aux signaux de localisation qui internalisent les externalités d'usage et d'accès au réseau. Car il est nécessaire à long terme de traiter aussi la cause des externalités en augmentant les capacités de transport le cas échéant.

Section 1 LA STRUCTURE DE GOUVERNANCE DU RÉSEAU

Dans les systèmes électriques libéralisés, il est difficile d'imposer au producteur historique de se séparer complètement du réseau de transport. Différents niveaux de séparation entre le réseau et la production d'électricité ont alors été imaginés (Joskow [1996], DGComp [2007], Van Koten-Ortmann [2007]). Le GRT peut ainsi posséder ou non le réseau qu'il gère (Barker *et al.* [1997], Joskow [2006c]). Plusieurs variantes de régulation peuvent alors être appliquées au réseau, pour sa gestion et pour sa propriété (Joskow [2005b, 2006b]). Ce sont tous ces choix qui décrivent la structure de gouvernance du réseau.

Cette structure de gouvernance influence les relations qui lient le GRT et le réseau aux autres maillons du système électrique. C'est pourquoi l'un des buts de la structure de gouvernance du réseau est d'assurer un accès libre et non-discriminatoire des producteurs et des consommateurs aux infrastructures de transport (Spulber-Yoo [2003], Rey-Tirole [2007]). Mais surtout, la structure de gouvernance du réseau modifie les incitations que le GRT peut trouver dans sa gestion des flux électriques. Certaines des options que préférerait un GRT idéal peuvent alors être contre-incitatives pour un GRT réel.

Cette première section a donc deux objectifs. Premièrement, nous définissons la structure de gouvernance du réseau de transport en présentant ses différentes composantes. Le module de structure de gouvernance du réseau complète ainsi les trois modules présentés au chapitre 2 (la conduite du système à court terme, l'incitation à la localisation à long terme et l'investissement du réseau). Deuxièmement, nous montrons que la structure de gouvernance du réseau influence les options que le GRT met en œuvre pour gérer les flux électriques. Ce type de relation est qualifié de « complémentarité institutionnelle » (Milgrom-Roberts [1990], Pagano [1993, 2005], Aoki [2001]). Le second objectif de cette section est alors de montrer que les modules de gestion des flux sont des compléments institutionnels de la structure de gouvernance du réseau.

1. 1. LA STRUCTURE DE GOUVERNANCE DU RÉSEAU

La structure de gouvernance du réseau est décrite par les différents degrés de séparation existant entre la production, la gestion et la propriété du réseau, et par la régulation du monopole de réseau. Suivant le degré d'indépendance du GRT vis-à-vis de la production et selon que le GRT possède ou non le réseau, il n'a pas les mêmes incitations pour gérer les flux électriques (Hunt [2002]). Les degrés de séparation décrivent chacun une option du module de la structure de gouvernance du réseau (Newbery [2005b]). Nous présentons ces différents degrés de séparation entre la production et la gestion du réseau, et entre la propriété et la gestion du réseau. Par ailleurs, la gestion du réseau est un monopole (Kleindorfer [1998]), et la propriété du réseau aussi dans une large mesure (cf. chapitre 1 et chapitre 2).

Aussi, nous exposons comment le contrôle du régulateur sur le réseau complète le degré de séparation pour former la structure de gouvernance du réseau de transport.

1. 1. 1. Les degrés de séparation entre le GRT et la production d'électricité

L'une des premières étapes d'une réforme électrique concurrentielle consiste à permettre à des tiers d'accéder au réseau du producteur historique (Dubois [2007]). L'accès aux infrastructures est un prérequis à l'arrivée de nouveaux entrants sur le marché pour concurrencer le producteur historique. Car l'intermédiation physique entre la production et la consommation se réalise sur ces infrastructures. Et c'est le Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT) qui contrôle l'accès des tiers au réseau.

Historiquement, le GRT était intégré avec le monopole de production d'électricité (Hunt [2002]). Nous utiliserons le terme de « GRT intégré » pour désigner un tel GRT. Laisser une telle situation persister après le début des réformes électriques fait peser de lourds soupçons sur la non-discrimination de l'accès des tiers au réseau de transport. En effet, un producteur qui reste GRT après l'ouverture à la concurrence a évidemment un conflit d'intérêt entre son métier de producteur et celui de GRT. Le GRT donne *a priori* accès aux infrastructures de transport à tous les utilisateurs du réseau tandis que le producteur cherche à maximiser son profit, notamment en conservant ses parts de marché. Ce faisant, le producteur est incité à restreindre l'accès de ses concurrents au réseau.

Pour prévenir ce comportement, il est généralement recommandé de séparer le GRT et la production d'électricité. Il existe différents degrés de séparation qui vont de la séparation purement formelle à la séparation patrimoniale entre le GRT et la production. Partant de la situation du monopole verticalement intégré, nous supposons dans un premier temps que la gestion et la propriété du réseau restent intégrées dans le GRT. Nous présentons les différents degrés de séparation entre la production et le réseau de transport généralement reconnus, en commençant par le degré minimal de séparation (DGComp [2007]).

La séparation comptable au sein d'une entreprise intégrée entre la production et la gestion du réseau est le degré minimal de séparation. La séparation comptable facilite le travail d'investigation du régulateur pour détecter des subventions croisées entre les deux activités de production et de transport d'électricité¹⁰⁸. Un tel GRT sera désigné par le terme de « GRT comptable ». Toutefois, cette séparation n'est pas suffisante pour empêcher le GRT d'exercer une discrimination à l'accès de son réseau.

¹⁰⁸ En effet, un producteur qui générerait et posséderait le réseau de transport pourrait subventionner une stratégie de prix agressive sur le marché de l'électricité grâce au transport d'électricité (Lévêque [2004]).

La filialisation du GRT permet de responsabiliser juridiquement la filiale de gestion du réseau de transport en cas de discriminations à l'accès au réseau du producteur historique. La responsabilité de l'accès au réseau n'incombe plus à un service du producteur historique mais à une entreprise séparée, même si elle est détenue par le producteur historique. La filialisation est généralement imposée par la loi. Ainsi, cette séparation est qualifiée de légale. Nous désignerons un tel GRT par le terme de « GRT filialisé ».

Toutefois, la filialisation du GRT n'empêche pas la circulation d'informations entre la production et sa filiale de réseau qui peuvent donner un avantage concurrentiel au producteur historique. De même, la filialisation n'exclut pas un conflit d'intérêt entre la maison-mère de production et la filiale de gestion du réseau de transport. C'est pourquoi la filialisation peut s'accompagner d'une volonté de marquer l'indépendance¹⁰⁹ entre le GRT et sa maison-mère. La maison-mère de production d'électricité détient alors les capitaux du GRT mais n'intervient pas dans le management de ce dernier. La séparation managériale associée à l'indépendance financière d'une filiale doit permettre d'éviter que le producteur historique n'empêche le développement du réseau de transport en modulant son apport financier au GRT. Nous nommerons un tel GRT par le terme de « GRT autonome ».

Le degré maximal de séparation entre la production et le GRT est la séparation patrimoniale qui consiste à faire du GRT une entreprise totalement différenciée du producteur historique et des autres producteurs. Un tel GRT sera désigné par le terme de « GRT séparé ». La séparation patrimoniale évite absolument tout conflit d'intérêt entre la production et le GRT. Mais, compte tenu de l'enjeu financier, la séparation patrimoniale peut être difficile à imposer (Hunt [2002], Joskow [2005a]). En effet, la propriété du réseau de transport assure un revenu sûr et conséquent au producteur historique. La sécurité d'un tel revenu régulé est attractive dans le contexte d'incertitude d'un marché électrique. Cette sécurité permet au producteur historique d'avoir une activité globalement moins risquée que ses concurrents producteurs purs¹¹⁰.

Le tableau 3.1 résume et caractérise les différents degrés de séparation entre la production et le GRT.

¹⁰⁹ Les acteurs suivants peuvent défendre cette volonté d'indépendance de la filiale de gestion du réseau vis-à-vis de sa maison-mère de production : le GRT lui-même, l'opérateur historique ou les pouvoirs publics pour montrer leur volonté d'ouverture du système électrique à la concurrence.

¹¹⁰ Par ailleurs, l'intégration entre la production et le réseau de transport protège certaines entreprises d'opération de fusion-acquisition (voir <http://www.essentfinance.nl/pressroom/release36.jsp> et note 13 de Van Koten-Ortmann [2007]).

Tableau 3.1 Caractéristiques des degrés de séparation entre le GRT et la production

Degré de séparation	Caractéristique du degré de séparation
<i>GRT intégré</i>	Peut discriminer l'accès au réseau à l'avantage du producteur intégré
<i>GRT comptable</i>	Évite les subventions croisées
<i>GRT filialisé</i>	Responsabilise le GRT pour la discrimination d'accès
<i>GRT autonome</i>	Évite les transferts d'information
<i>GRT séparé</i>	Séparation patrimoniale entre le GRT et la production

Les différents degrés de séparation cherchent tous à concilier l'objectif contradictoire d'un accès non-discriminatoire au réseau de transport avec l'intégration à la production. Les différents niveaux de séparation permettent respectivement d'éviter les subventions croisées (GRT comptable), de responsabiliser le GRT vis-à-vis de la discrimination à l'accès aux infrastructures (GRT filialisé) et aux transferts d'informations commerciales sensibles (GRT autonome). La séparation patrimoniale entre la production et le GRT assure sans ambiguïté un accès des tiers non-discriminatoire aux infrastructures de transport (GRT séparé). Mais cette séparation est difficile à réaliser car le producteur historique y perd un revenu sûr et conséquent.

Pour contourner ces difficultés de chirurgie industrielle, une alternative à ces degrés de séparation entre le réseau et la production consiste à laisser la propriété du réseau au producteur historique et à ne séparer que la « partie logicielle » de la gestion du réseau de transport.

1. 1. 2. Les degrés de séparation entre la gestion et la propriété du réseau

Pour garantir un accès libre et non-discriminatoire aux infrastructures de transport sans forcer le producteur historique à se séparer du réseau, il est possible de créer un GRT indépendant de la production et qui ne possède pas le réseau. Un tel GRT ne s'occupe donc que de la « partie logicielle » de la gestion du réseau de transport, soit la conduite et la planification du réseau (Curien [2000]). Par contre, la maintenance du réseau et la construction des nouvelles infrastructures commandées par le GRT restent à la charge du propriétaire du réseau.

Il est ainsi possible de définir plusieurs types de GRT, suivant qu'il possède ou non le réseau. Nous nommerons donc un « GRT lourd » un GRT qui possède tout ou partie des infrastructures dans sa zone de responsabilité¹¹¹. Lorsque nous parlerons de GRT lourd, nous précisons au besoin son degré de séparation avec la production. À l'inverse, nous nommerons un « GRT light » un GRT qui ne possède aucune infrastructure de réseau dans sa

¹¹¹ Dans la littérature anglosaxonne, les GRT lourds sont généralement appelés *Transmission System Operators* (TSOs).

zone de responsabilité¹¹². Un GRT light est séparé des producteurs¹¹³. Nous utiliserons le terme de « GRT » comme un terme générique renvoyant indifféremment aux deux types de GRT, light ou lourd.¹¹⁴

Par rapport à la structure industrielle antérieure à la réforme concurrentielle, la création d'un GRT light est moins contraignante que la création d'un GRT lourd séparé. La création d'un GRT light est assez facile à imposer par l'autorité légale dans le processus de dérégulation (Hunt [2002]). En effet, la « partie logicielle » du réseau représente des enjeux financiers immédiats relativement faibles. Mais la séparation de la gestion du réseau de transport assure un accès non discriminatoire à ces infrastructures malgré l'intégration entre la propriété du réseau et la production.

Créer un GRT light permet également de résoudre une part des effets de frontières entre zones de responsabilité. En effet, si la gestion d'un réseau de grande étendue¹¹⁵ est assurée par de multiples GRT distincts, les flux parallèles créent de nombreux effets de frontières entre leurs zones de responsabilité (cf. chapitre 2 section 2.1.4). Si ces effets de frontières ne sont pas suffisamment internalisés, ils peuvent atteindre des valeurs critiques pour la sécurité du système dans le contexte de la volatilité accrue des échanges commerciaux d'électricité (Costello [2001]). La séparation entre le réseau et la production quelle que soit sa forme ne résout en rien les problèmes causés par les effets de frontières. Seuls des GRT séparés peuvent envisager de fusionner pour internaliser les effets de frontières¹¹⁶. De telles fusions sont rares. Cela s'explique par le petit nombre de GRT séparés et par les considérations financières de telles fusions. À l'inverse, la faible surface financière d'un GRT light rend possible son extension sur de vastes zones géographiques¹¹⁷. Il est important de noter que la zone de responsabilité du GRT peut couvrir plusieurs propriétaires de réseau et que

¹¹² Dans la littérature anglosaxonne, les GRT light sont généralement appelés *Independent System Operators* (ISOs).

¹¹³ Il est aussi possible de définir différents degrés de séparation entre la propriété et la gestion du réseau de transport d'électricité suivant la part de responsabilité du GRT light dans la maintenance et dans le développement du réseau de transport d'électricité (Kleindorfer [1998], Calviou *et al.* [2004]). Dans les faits, les GRT light sont très souvent planificateurs de ces deux tâches.

¹¹⁴ Plus généralement, dans un système électrique, il est possible d'avoir un GRT light, un (ou des) propriétaire de réseau et des producteurs, toutes ces entités étant séparées et indépendantes les unes des autres (Hunt [2002], Calviou *et al.* [2004]).

¹¹⁵ Par exemple, des réseaux interconnectés à l'échelle d'un continent comme aux États-Unis ou en Europe continentale, ou à l'échelle d'un sous-continent comme en Scandinavie.

¹¹⁶ La fusion de « GRT non séparés » est possible si les producteurs historiques dont ils sont filiales fusionnent et font fusionner leurs filiales. Autrement, il est peu probable que des « GRT non séparés » fusionnent. Il faudrait qu'un producteur historique vende son activité de GRT à un autre producteur historique.

¹¹⁷ La création d'opérateurs de réseau sur de vastes zones géographiques n'implique pas que les opérateurs historiques abandonnent la surveillance et le contrôle du réseau de leur zone (Calviou *et al.* [2004]).

l'extension de la zone de responsabilité du GRT permet d'internaliser les effets de frontières (Costello [2001], PJM [2004a] et cf. chapitre 1 section 2.2 et chapitre 2 section 2.1.4).

Le tableau 3.2 résume et caractérise les GRT lourds et les GRT light.

Tableau 3.2 Caractéristiques des GRT lourds et light

	Possède le réseau ?	Degré de séparation entre le GRT et la production
<i>GRT lourde</i>	Oui ¹¹⁸	Divers
<i>GRT light</i>	Non	Séparé

Les GRT lourds possèdent le réseau. Il est généralement difficile de les séparer de la production. Il existe ainsi différents degrés de séparation entre le GRT et la production. Ces deux caractéristiques rendent difficile la fusion de GRT lourds pour internaliser les effets de frontières entre zones de responsabilité. À l'inverse, les GRT light ne possèdent pas le réseau. Ils sont séparés de la production. Ces deux caractéristiques facilitent l'extension de la zone de responsabilité de tels GRT.

Un GRT est un monopole naturel, qu'il soit lourd ou light (Kleindorfer [1998]). Il doit donc être régulé. Nous montrons maintenant que la régulation mise en œuvre varie avec le type de GRT.

1. 1. 3. Une régulation adaptée au type de GRT

Le réseau de transport d'électricité est un monopole d'infrastructures. L'absence de régulation peut lui permettre d'extraire une rente conséquente (Joskow [2006b]). La régulation du GRT vise à en contrôler les coûts et à induire un fonctionnement efficace du système électrique (Joskow [2006b, c], Crew *et al.* [2004], Kleindorfer [2004]). Les mécanismes de régulation doivent s'adapter au type de GRT, selon son degré de séparation avec la production et selon qu'il possède ou non le réseau.

Le premier objectif de la régulation du GRT est d'assurer que l'accès des tiers aux infrastructures de transport est libre et non-discriminatoire, que le GRT soit lourd ou light. Le régulateur doit porter une attention particulière à ce problème si la séparation patrimoniale entre la production et le GRT n'est pas réalisée (Rapport Champsaur [2000]).

Par ailleurs, pour tendre vers un fonctionnement et un investissement du réseau efficaces, le régulateur peut mettre en œuvre une régulation incitative. Lors de la fixation du

¹¹⁸ Un GRT lourd peut ne posséder qu'une partie du réseau qu'il gère. Par exemple, National Grid gère tout le réseau de Grande-Bretagne mais ne possède que celui d'Angleterre et du Pays-de-Galles (Prandini [2007]).

revenu de monopole, le régulateur peut imposer des mécanismes incitatifs pour pousser le GRT lourd à réduire ses coûts contrôlables (Joskow [2006b, c])¹¹⁹. Pour cela, le régulateur s'appuie sur le chiffre d'affaires conséquent et régulier dont bénéficie le GRT pour la propriété des actifs de réseau¹²⁰. Les risques financiers potentiels d'une régulation incitative sont alors acceptables pour un GRT lourd eu égard au chiffre d'affaires provenant de ses actifs et capitaux propres. Toutefois, compte tenu de l'information imparfaite à disposition du GRT pour la planification de son réseau (cf. chapitre 1 et chapitre 2), les investissements du réseau sont généralement soumis à une régulation sur la base de ses coûts (*cost-of-service regulation*), avec toutefois un contrôle important du régulateur sur l'utilisation et l'utilité des investissements *ex post* (Joskow [2006b], Vogelsang [2006])¹²¹.

Appliquer ces outils de régulation sur un GRT light serait aussi souhaitable (Boyce-Hallis [2005]). Mais il est difficile pour un régulateur d'inciter fortement un GRT light à cause de sa faible surface financière (Hunt [2002]). En effet, un GRT light possède peu d'actifs et de capitaux propres et perçoit un faible chiffre d'affaires¹²². C'est pourquoi les GRT light sont le plus souvent des entités à but non lucratif, partiellement autorégulées dans le cadre d'un statut *ad hoc*, plutôt que des GRT light à but lucratif (Barker *et al.* [1997]). La participation des propriétaires du réseau et des utilisateurs du réseau dans une telle organisation assure en théorie sa neutralité et sa régulation de fait. Toutefois, les conditions de validité de ce raisonnement sont limitées sous l'hypothèse qu'il n'y a pas de collusion entre plusieurs producteurs historiques ou de capture du GRT light par un groupe d'intérêt. La régulation d'un GRT light demeure donc problématique.

Le tableau 3.3 résume la dépendance qui existe entre la forme du GRT et sa régulation.

Tableau 3.3 Régulation suivant le GRT est light ou lourd

	Origine de comportement opportuniste	Type de régulation
<i>GRT lourde</i>	Naturel	Régulation incitative possible
<i>GRT light</i>	Suite à la capture par un groupe d'intérêt	Organisation à but non lucratif autorégulée par les parties prenantes au marché

¹¹⁹ Voici quelques exemples de mécanismes incitatifs : Revenu ou Prix plafonné (*Revenue or Price Cap*), Régulation basée sur la Performance (*Performance-based Regulation* – PBR), Partage des performances (*Sliding-Scale Incentives*), menu de contrats, etc. (Joskow [2006b]).

¹²⁰ Par exemple, le GRT français RTE, plus grand GRT lourd en termes de consommation à la pointe, a enregistré un chiffre d'affaires de plus de quatre milliards d'euros en 2006 (www.rte-france.com).

¹²¹ Ce critère est appelé « *used and useful* » (utilisé et utile) dans la littérature.

¹²² Par exemple, PJM, le plus grand GRT light exploitant un réseau dont la consommation à la pointe vaut une fois et demi celle de RTE, a un revenu propre de seulement 275 millions de dollars et facture seulement un peu moins de 21 milliards de dollars pour les services d'utilisation du réseau de sa zone de responsabilité.

Un GRT light doit donc être de préférence une organisation à but non lucratif autorégulée par les parties prenantes car il ne peut supporter financièrement le risque d'une régulation incitative. Mais la régulation du GRT light reste problématique car il peut être capturé par un groupe d'intérêt dans le cadre du processus d'autorégulation. À l'inverse, un GRT lourd peut être incité pour la maîtrise de ses coûts contrôlables. Ces incitations représentent un risque modéré pour un GRT lourd grâce au revenu provenant de ses infrastructures.

1. 1. 4. Conclusion sur la gouvernance du réseau

La structure de gouvernance du réseau de transport est définie par la séparation entre le réseau de transport et la production d'électricité, la séparation entre la gestion et la propriété du réseau, et la régulation du monopole de gestion. Suivant les choix faits sur ces trois points, le GRT aura des incitations différentes pour conduire, maintenir et planifier le réseau de transport. L'intégration avec la production génère des conflits d'intérêt entre la volonté du producteur de conserver sa part de marché et d'exercer son pouvoir de marché, et celle du GRT d'ouvrir son réseau. La création d'un GRT lourd séparé est alors la solution à privilégier car sa structure financière permet au régulateur de l'inciter à aller systématiquement dans le sens de la maximisation du surplus social. Néanmoins, un GRT lourd et séparé est difficile à créer à cause des conséquences négatives pour le producteur historique sur la stabilité de son revenu. À l'inverse, un GRT light est facile à créer car le réseau reste la propriété des producteurs historiques. Mais il est difficile à réguler car il ne possède pas le réseau qu'il gère. En revanche, en s'étendant géographiquement, un GRT light peut facilement internaliser des effets de frontières.

La structure de gouvernance du réseau modifie les incitations du GRT à gérer, maintenir et planifier le réseau de transport. Nous montrons maintenant que le module de gouvernance du réseau peut contraindre les choix de mises en œuvre des modules de gestion des flux électriques.

1. 2. COMPLÉMENTARITÉ INSTITUTIONNELLE ENTRE LA STRUCTURE DE GOUVERNANCE DU RÉSEAU ET LES MODULES DE GESTION DES FLUX ÉLECTRIQUES

La dépendance qui existe entre le module de gouvernance du réseau et les modules de gestion des flux électriques peut s'expliquer grâce au concept de complémentarité institutionnelle. Tout d'abord, nous exposons ce qu'est la complémentarité institutionnelle et comment elle oblige à penser conjointement la conception des modules de gestion des flux électriques et le module de gouvernance du réseau. Ensuite, nous étudierons trois cas de complémentarités institutionnelles qui rendent délicate la coordination entre la production et le transport d'électricité dans un système libéralisé.

1. 2. 1. Complémentarités institutionnelles et écarts entre les GRT réels et le GRT idéal

La grande diversité des réformes électriques ne signifie pas que toutes les combinaisons possibles entre les options des modules soient efficaces. Comme pour d'autres secteurs d'activités (Milgrom-Roberts [1990], Pagano [1993, 2005], Aoki [2001]), elle s'explique par des relations de complémentarité institutionnelle entre les différents modules ou sous-modules qui structurent le fonctionnement du système électrique (Dubois [2007]). La mise en œuvre de certains modules de l'architecture de marché est avant tout contrainte par la structure gouvernance du réseau électrique, et de façon secondaire par le régulateur et les pouvoirs publics.

À partir de la formalisation de la complémentarité institutionnelle, nous précisons tout d'abord les éléments nécessaires à la description des complémentarités institutionnelles. Ensuite, nous présenterons comment l'action gouvernementale, la gouvernance et la régulation du transport peuvent déterminer la conception des modules de gestion des flux électriques.

1. 2. 1. 1. La complémentarité institutionnelle

La notion de complémentarité institutionnelle renvoie à la multiplicité d'arrangements institutionnels pour traiter un même type de problème. C'est ainsi qu'Aoki [2001] appelle les combinaisons d'options de modules (des arrangements institutionnels). Chacun de ces arrangements forme un ensemble cohérent en raison de la dépendance mutuelle qui peut exister entre l'option d'un module et celle d'un autre. De telles dépendances existent car la préférence d'un agent pour une option varie en fonction de l'option mise en œuvre pour un autre module.

La relation de dépendance entre les modules créée par la complémentarité institutionnelle peut être représentée de manière formelle (Aoki [2001], Pagano [2005]). Dans cette représentation, nous supposons que les options des modules sont choisies par des agents différents, i et j . Soient X et Y ces modules, avec i choisissant l'option du module X parmi $\{X_1, X_2\}$ et l'agent j choisissant l'option du module Y parmi $\{Y_1, Y_2\}$. Il y a complémentarité institutionnelle entre les modules X et Y lorsque

- pour l'agent i , le gain d'avoir l'option X_1 au lieu de l'option X_2 du module X est plus grand quand l'option Y_1 (au lieu de l'option Y_2) est choisie pour le module Y , soit :

$$u(X_1, Y_1) - u(X_2, Y_1) \geq u(X_1, Y_2) - u(X_2, Y_2),$$

où u est la fonction d'utilité de l'agent i par rapport aux modules ;

- pour l'agent j , le gain d'avoir l'option Y_1 au lieu de l'option Y_2 du module Y est plus grand quand l'option X_2 (au lieu de l'option X_1) est choisie pour le module X , soit :

$$v(Y_1, X_2) - v(Y_2, X_2) \geq v(Y_1, X_1) - v(Y_2, X_1)$$

où v est la fonction d'utilité de l'agent j par rapport aux modules

Ces conditions sont qualifiées de « conditions supermodulaires de complémentarité ». De façon générale, sous les conditions supermodulaires, plusieurs combinaisons¹²³ peuvent être mises en œuvre respectivement pour les modules X et Y ¹²⁴. Dans le cadre d'une telle multiplicité de mises en œuvre, on dit que les options des modules X et Y qui peuvent cohabiter sont complémentaires. Par extension, les modules X et Y sont des compléments institutionnels.

La complémentarité institutionnelle entre deux modules est dite « forte » lorsque l'option d'un module ne peut être associée qu'à une seule option de l'autre module. Inversement, la complémentarité institutionnelle est dite « faible » lorsque l'option d'un module peut être associée à plusieurs options de l'autre module (Pagano [2005]).

La complémentarité institutionnelle explique donc la dépendance mutuelle existant entre des modules à partir des fonctions de préférence des agents sur ces options.

Nous allons montrer maintenant qu'il existe un intérêt à utiliser cette analyse Aokienne des complémentarités institutionnelles dans notre perspective. Ainsi, nous allons voir que cette complémentarité existe entre la structure de gouvernance du réseau et les modules de gestion des flux électriques. Nous montrerons alors que c'est cette complémentarité qui explique pourquoi les GRT réels ne mettent pas en œuvre toutes les options du GRT idéal que nous avons identifié dans le chapitre précédent.

1. 2. 1. 2. Existence de complémentarités institutionnelles entre la gouvernance du réseau et les modules de gestion des flux électriques

Les différentes réformes électriques montrent qu'il existe de multiples combinaisons d'options pour gérer les flux électriques (Glachant [2003], Sioshansi-Pfaffenberger [2006]). Toutes ces pratiques diffèrent de celles du GRT idéal. Deux éléments expliquent la diversité des mises en œuvre de la gestion des flux électriques (à court terme et à long terme) dans les systèmes libéralisés. Tout d'abord, il existe différentes structures de gouvernance du réseau.

¹²³ Aoki [2001] et Pagano [2005] formulent cela en terme d'équilibres de Nash et disent alors dans ce cas qu'il y a plusieurs équilibres de Nash.

¹²⁴ Ces conditions portent sur la manière dont les gains additionnels évoluent en fonction des options choisies pour mettre en œuvre les modules. Ces conditions n'excluent pas la possibilité qu'une combinaison d'options soit favorable aux deux agents. Il est donc possible qu'une seule combinaison puisse être mise en œuvre.

Selon la gouvernance du réseau, le GRT n'a pas les mêmes incitations pour gérer les flux électriques. Ensuite et plus généralement, les mécanismes de coordination que le régulateur et le GRT peuvent mettre en place entre le transport et la production sont aussi contraints par l'action des pouvoirs publics relative au système électrique et par l'action des groupes d'intérêts.

La structure de gouvernance du réseau contraint la conception des modules de gestion des flux électriques. Lorsque le GRT n'est pas autonome vis-à-vis du producteur historique, ce dernier peut restreindre l'accès au réseau en influençant à son avantage les modules de gestion des flux électriques¹²⁵. Lorsque la conduite du système est faite par un GRT lourd séparé de la production, les participants au marché de l'électricité ne sont pas des parties prenantes de l'opérateur du système. En conséquence, lors de la conception des modules traitant des externalités des flux électriques, le GRT lourd et séparé peut défendre plus nettement ses propres intérêts. Sous réserve qu'il soit régulé efficacement, le GRT lourd et séparé cherche à développer le réseau afin de minimiser le coût social et met en œuvre les modules de façon à coordonner la production et le transport d'électricité (Joskow [2006c]). À l'inverse, lors de la conception des modules traitant des externalités des flux électriques, un GRT light est en principe neutralisé par la participation supposée équilibrée des parties prenantes aux décisions. Lors de la construction de grands marchés régionaux, les GRT light sont donc en principe moins sensibles aux incompatibilités dues aux options antérieures des modules. En effet, leurs intérêts financiers propres pèsent peu au regard de leur mission de coordination entre zones (Joskow [2005a]).

Par ailleurs, le régulateur a généralement d'autres prérogatives en plus de son rôle vis-à-vis des coûts du GRT (Larsen *et al.* [2005]). Ces multiples prérogatives lui sont dévolues par les pouvoirs publics qui peuvent chercher à concilier des objectifs contradictoires. Par exemple, l'introduction de signaux de localisation économiquement efficaces du point de vue de l'utilisation du réseau peut freiner le développement de l'énergie éolienne (Hiroux [2005]). En effet, les fermes éoliennes peuvent être généralement éloignées des centres de consommation et des réseaux existants et nécessiter alors des investissements réseau conséquents. Le régulateur et le GRT peuvent aussi avoir des difficultés à mettre en place les meilleurs mécanismes de coordination à cause des effets redistributifs qu'ils induisent et à cause de l'action des groupes d'intérêts en retour. Ces difficultés se traduisent par un jeu de négociation propre à la l'« économie politique » (*Political Economy*) où la réforme est autant le résultat de la volonté du régulateur que de l'espace de faisabilité de la réforme (Perez [2002]).

¹²⁵ Chandley-Hogan [2006] montrent ainsi que le redispatching peut permettre à un producteur gérant l'accès au réseau d'exercer une discrimination lors du dispatching des moyens de production. Doucet *et al.* [2007] illustrent le cas d'une telle discrimination exercée par l'entreprise intégrée British Columbia Hydro pour l'accès à son réseau par l'interconnexion avec l'état d'Alberta.

La gouvernance d'un GRT résulte donc d'un compromis entre la conception des modules de gestion des flux électriques et le contrôle du coût et de l'accès au réseau. Les infrastructures d'un GRT lourd laissent la possibilité au régulateur de l'inciter à réduire ses coûts contrôlables. Mais les enjeux financiers associés à ces infrastructures peuvent interférer dans la conception des modules qui participent à la coordination entre la production et le transport d'électricité et au processus de coordination avec d'autres GRT. Inversement, un GRT light peut se coordonner plus facilement mais est plus difficile à réguler et à inciter. La conception des modules de gestion des flux électriques peut donc être sous-optimale à cause de la gouvernance du réseau mais aussi à cause de l'« économie politique » et d'une politique énergétique des pouvoirs publics qui doit arbitrer entre des objectifs contradictoires.

Nous venons de montrer qu'il existe des complémentarités institutionnelles entre la structure de gouvernance du réseau et les modules de gestion des flux électriques. Nous étudions maintenant les conséquences ces complémentarités institutionnelles sur la coordination entre la production et le transport d'électricité.

1. 2. 2. Conséquences des complémentarités institutionnelles sur la coordination entre la production et le transport d'électricité

Les complémentarités institutionnelles entre la structure de gouvernance du réseau et les modules de gestion des flux électriques compliquent la coordination entre la production et le transport d'électricité dans un système libéralisé. La structure de gouvernance du réseau peut empêcher la mise en œuvre des options de gestion des flux électriques qui coordonneraient le mieux la production et le transport d'électricité à long terme. En effet, les objectifs du GRT et son incitation à mettre en œuvre certaines options de gestion des flux électriques varient avec la structure de gouvernance du réseau.

Nous avons identifié trois types de complémentarités institutionnelles qui interagissent avec la coordination entre la production et le transport d'électricité. Premièrement, les coûts du réseau doivent être contrôlés, étant donné la nature monopolistique de ces infrastructures. Et le contrôle des coûts s'effectue différemment suivant la structure de gouvernance du réseau. Deuxièmement, la conception de l'architecture de marché et des signaux de localisation s'effectue grâce à un jeu de négociations entre les parties prenantes. Étant donné les effets redistributifs des signaux de localisation, ce jeu de négociation peut conduire le régulateur à abandonner les signaux les plus incitatifs. Enfin, pour pouvoir mettre en place de grands marchés continentaux, les GRT doivent se coordonner. Mais la propension des GRT à se coordonner dépend de la structure de gouvernance de leur réseau. Afin d'identifier ces complémentarités institutionnelles, nous repérons les modules en cause et leurs options, ainsi que les agents impliqués et leurs fonctions de préférence pour ces options.

1. 2. 2. 1. Les complémentarités institutionnelles imposées par le contrôle des coûts du réseau

La structure de gouvernance du réseau modifie l'incitation du GRT à développer les infrastructures et à gérer les flux. Nous constatons ainsi que les moyens mis en œuvre dans la structure de gouvernance du réseau pour en contrôler les coûts sont à l'origine de deux complémentarités institutionnelles. La première lie la structure de gouvernance du réseau avec les investissements du réseau et la conduite du système. La seconde lie la structure de gouvernance du réseau avec les investissements du réseau et les incitations à la localisation à long terme.

Tout d'abord, selon la combinaison entre sa structure de gouvernance et l'option mise en œuvre pour la conduite du système, le GRT n'a pas les mêmes incitations à gérer son réseau et à y investir. Suivant que la conduite du système est réalisée grâce au pricing nodal, au pricing zonal ou au redispatching, le GRT perçoit une rente ou supporte un coût. Et suivant sa structure de gouvernance et les pouvoirs du régulateur, le GRT est plus ou moins sensible au signal qu'il reçoit du module de conduite du système. Par ailleurs, il faut aussi considérer la robustesse de ces options de conduite du système à l'exercice du pouvoir de marché local. Car ce comportement des producteurs peut conduire le GRT à faire des investissements inefficaces.

En internalisant les externalités d'usage du réseau, le pricing nodal incite efficacement le dispatching des utilisateurs du réseau et, en partie, leur localisation. Le pricing nodal génère une rente si le réseau est congestionné. Si le GRT perçoit cette rente sans régulation sans contrepartie, il reçoit un signal contre-incitatif qui le pousse à maintenir la congestion plutôt qu'à développer le réseau (Pérez-Arriaga *et al.* [1995]). De façon similaire, avec un pricing zonal, le GRT collecte une rente de congestion interzonale tout en minimisant le coût de congestion intrazonale¹²⁶. À cause de la difficulté de distinguer les échanges intra- et interzonaux, le GRT peut donc avoir un comportement opportuniste où il masque une congestion intrazonale par une congestion interzonale (Glachant-Pignon [2005]). Pour s'assurer que la maximisation du profit du GRT tend à maximiser le surplus social, la régulation dont le GRT fait l'objet doit au minimum le rendre neutre à la rente de congestion issue du pricing nodal.

Au contraire, le redispatching est réputé inefficace car cette méthode de conduite du système n'internalise pas les externalités des flux électriques. Mais le redispatching génère un coût de congestion (Harvey-Hogan [2000]). Or, les décisions d'investissement en production étant données, il y a équivalence entre la minimisation du coût total de réseau (coût de

¹²⁶ La différence entre une congestion intra- et interzonale est en tout état de cause sujette à interprétation. On peut au mieux imputer une congestion pour un certain pourcentage au commerce intrazonal et pour son complément au commerce interzonal.

congestion + coût d'investissement) et la maximisation du surplus social (Smeers – Pérez-Arriaga [2003]). Donc, si le régulateur fait supporter le coût de congestion au GRT, la maximisation du profit du GRT coïncide avec celle du surplus social. En effet, le GRT maximise son profit en arbitrant entre le coût social des congestions et le coût d'investissement et de maintenance du réseau.

Chaque méthode de gestion des externalités peut aussi être soumise à l'exercice du pouvoir de marché d'acteurs indispensables pour lever des congestions structurelles. Un tel comportement peut mener à une mauvaise estimation du besoin en investissement réseau (Joskow-Tirole [2005]). Le redispatching est la méthode de conduite du système la plus sensible à ce problème car le coût de congestion y est socialisé (Harvey-Hogan [2000]). Quand les utilisateurs du réseau ne supportent pas le coût des externalités qu'ils engendrent, ils sont plus tentés de manipuler la méthode de gestion des congestions et d'accroître de façon significative le coût social des externalités (Green [2004]). Mais un GRT qui supporte le coût de congestion est incité à détecter rapidement ce problème et à mettre en place des contrats amont qui permettent de réguler le pouvoir de marché local (cf. chapitre 2 section 2.2.1).

Quelle que soit la méthode de conduite du système, le GRT pourrait être obligé de calculer le coût social des externalités. Le régulateur aurait ainsi accès à une information formatée pour être la base des investissements sur le réseau. Cela faciliterait aussi la détection de l'exercice d'un pouvoir de marché local. Toutefois, seul un GRT lourd peut supporter une régulation incitative sur le coût des externalités. À l'inverse, pour un GRT light à but non lucratif et autorégulé, un pricing nodal est une meilleure option. Ce type de GRT est insensible à la taille de la rente de congestion car il ne la capte pas en raison de son statut à but non lucratif, (*not-for-profit*). Cependant, ce statut ne l'empêche pas de calculer en permanence le coût social des externalités (Calviou *et al.* [2004]).

Le tableau 3.4 résume la relation de complémentarité institutionnelle entre la régulation du GRT et le module de conduite du système.

Tableau 3.4 Complémentarité institutionnelle entre la gouvernance du réseau et la conduite du système

Structure de gouvernance		Option de conduite du système	Incitations à investir
GRT lourd ou light ?	Force du régulateur		
<i>GRT lourd</i>	<i>Régulateur fort</i>	Pricing nodal	Fortes (régulation)
	<i>Régulateur faible</i>	Redispatching	Fortes si le GRT supporte le coût de redispatching
<i>GRT light</i>	-	Pricing nodal	Faibles car light

Si le régulateur est fort (*heavy-handed*), il pourra rectifier la contre-incitation d'un pricing nodal sur un GRT lourd pour développer le réseau de transport. Si le régulateur est

faible (*light-handed*), il sera préférable pour le contrôle des coûts qu'un GRT lourd conduise le système à l'aide d'un redispatching. En effet, il est plus simple alors de lui faire supporter le coût des externalités et de lui faire développer le réseau en conséquence. À l'inverse, un GRT light n'est pas intéressé par le profit ni sensible aux coûts. Aussi, il est préférable de transférer les coûts des externalités aux utilisateurs du réseau grâce au pricing nodal.

De façon similaire, la régulation des investissements du réseau contraint la mise en œuvre du module d'incitation à la localisation à long terme. Il existe une complémentarité institutionnelle entre la régulation du réseau et les tarifs de réseau pour deux raisons. Premièrement, la stabilité du tarif zonal est fonction de la durée de la période de régulation sur les propriétaires du réseau. Or la stabilité du tarif zonal de réseau est nécessaire pour pouvoir guider la localisation des investissements en production. Deuxièmement, certains tarifs de second rang comme le *deep cost* ou le *shallow cost* peuvent réduire les incitations mises en place pour réguler le revenu du réseau. En effet, le *deep cost* ou le *shallow cost* conduit à exclure une partie des investissements du réseau de la base des actifs régulés.

La régulation du revenu du réseau peut conditionner le type de tarif de réseau mis en œuvre. La régulation incitative s'accompagne généralement d'une période de régulation relativement longue, quatre ou cinq ans au minimum (Joskow [2006b], Vogelsang [2006]). Connaissant par avance le revenu du réseau, le GRT peut publier de façon crédible sur cette même période le niveau du tarif. Dans le cadre d'un tarif zonal, le signal de localisation émis est donc un signal d'investissement crédible (voir chapitre 2 section 3.2). À l'inverse, si la période de régulation est courte, le régulateur peut modifier rapidement le revenu du réseau. Ce dernier ne peut alors assurer de façon crédible un signal de localisation stable à long terme, car il est peu prévisible. Par ailleurs, le tarif zonal avec participation marginale peut être sensible aux hypothèses de calcul. Notamment, les pays avec des capacités d'interconnexion importantes et un réseau très maillé sont très sujets à cette sensibilité (cf. annexe 9). S'il s'avère que le tarif zonal avec participation moyenne est lui aussi sensible aux hypothèses de calcul, le tarif en *deep cost* est un optimum de second rang pour émettre des signaux de localisation (Brattle Group [2004]).

Mais le *deep cost*, et dans une moindre mesure le *shallow cost*, ont la propriété de faire sortir de la Base des Actifs Régulés (BAR)¹²⁷ les actifs construits pour l'accueil de nouveaux utilisateurs du réseau. La BAR est l'élément central pour calculer le tarif, et donc aussi pour mettre en place une régulation incitative en *Revenue Cap* (Joskow [2005b, 2006b]). C'est le producteur qui finance les actifs de *deep cost* ou *shallow cost* de son raccordement. Ce financement direct par le producteur des renforcements suite à son raccordement fait sortir ces

¹²⁷ RAB en anglais, pour *Regulated Asset Base*.

actifs de la Base des Actifs Régulés, et donc du domaine d'application d'une régulation incitative. Le propriétaire du réseau est alors peu incité à minimiser le coût des investissements en *deep cost* ou *shallow cost*. Cet effet contre-incitatif peut être corrigé si les actifs en *deep cost* ou en *shallow cost* sont inclus dans la BAR. Ainsi, c'est l'ensemble des revenus du réseau qui est plafonné, non pas seulement ceux issus des investissements couverts par le tarif d'utilisation du réseau.

Le tableau 3.5 résumé la complémentarité institutionnelle entre la gouvernance du réseau et le module d'incitation à la localisation à long terme.

Tableau 3.5 Complémentarité institutionnelle entre la gouvernance du réseau et le module d'incitation à la localisation à long terme

Structure de gouvernance Durée de la période de régulation	Influence des interconnexions	Tarif de réseau mis en œuvre pour guider la localisation de la production
Courte	Faible	<i>Deep cost</i> ou <i>shallow cost</i>
	Forte	<i>Deep cost</i> ou <i>shallow cost</i>
Longue	Faible	Tarif zonal
	Forte	<i>Deep cost</i> ou <i>shallow cost</i> avec modulation du tarif pour maintenir l'effet incitatif de la régulation

Cette complémentarité institutionnelle lie la régulation du revenu du réseau et le module des signaux de localisation à long terme. C'est généralement le régulateur qui décide du type de régulation imposée au GRT. Les pouvoirs donnés au régulateur par les pouvoirs publics ont toutefois une influence non négligeable sur ce choix. Le choix du type de tarif incombe au couple GRT\régulateur où le GRT propose et le régulateur valide (Joskow [2006b]). Si la période de régulation est suffisamment longue, un tarif zonal peut émettre un signal d'investissement crédible. Pour des raisons techniques, il peut être nécessaire d'opter néanmoins pour un *deep cost* ou un *shallow cost*. Toutefois, ces types de tarifs sont compatibles avec la régulation incitative uniquement si les actifs construits pour l'accueil des nouveaux usagers sont inclus dans la base d'actifs régulés. Cette inclusion permet de moduler le tarif d'utilisation du réseau qui complète la rémunération du GRT.

Nous venons de présenter deux complémentarités institutionnelles entre la structure de gouvernance du réseau et la gestion du réseau. Nous étudions maintenant une nouvelle

complémentarité institutionnelle concernant les effets redistributifs des signaux de localisation. Dans cette complémentarité institutionnelle, les pressions qu'exercent les acteurs de marché sur les pouvoirs publics et le régulateur contraignent le choix des options de signaux de localisation mis en œuvre à court terme et à long terme.

1. 2. 2. 2. Complémentarité institutionnelle imposée par les effets redistributifs des signaux de localisation

L'allocation des coûts du réseau est déterminante pour informer les utilisateurs du réseau de ses limites et des opportunités de raccordement. En effet, les investissements réseau sont très coûteux. Mais la localisation efficace des utilisateurs du réseau peut s'opposer à d'autres objectifs de politique énergétique. Par exemple, pour promouvoir l'implantation de l'éolien (Hiroux [2005]), pour faciliter le raccordement de nouveaux entrants (Smeers – Pérez-Arriaga [2003]), ou pour pérenniser la péréquation tarifaire, on peut toujours favoriser le tarif *generation-only spur* qui consiste à ne faire payer que la ligne de raccordement au réseau et aucun autre coût du réseau (cf. chapitre 2 section 3.1.1).

De la même manière, les producteurs peuvent être diversement favorables à la mise en œuvre de signaux de localisation de court terme ou de long terme. Alors, la préférence des pouvoirs publics et du régulateur est une conséquence de la pression des groupes d'intérêts et une question de faisabilité des différentes options (Perez [2002]). Le régulateur et les pouvoirs publics peuvent donc subir des pressions pour mettre en œuvre ou laisser persister des solutions de second rang. Dans ce cas, la publication de capacités d'accueil du réseau¹²⁸ peut fournir un signal de localisation complémentaire aux producteurs.

Le changement d'une option de conduite du système peut avoir des effets redistributifs importants (Bjørndal-Jørnsten [2001]). Ainsi, suivant leur coût et leur localisation, les producteurs peuvent être favorables plutôt au pricing nodal ou au redispatching. Les producteurs ayant des coûts de production élevés préfèrent le pricing nodal, tandis que les producteurs ayant des coûts faibles ou ayant du pouvoir de marché local préfèrent le redispatching (Kirsch [2000]).

Pour les signaux de localisation à long terme, les producteurs historiques préfèrent des solutions de second rang comme le *deep cost* et dans une moindre mesure le *shallow cost*. Ces tarifs discriminent les raccordements effectués avant ou après la dérégulation. En effet, les centrales des producteurs historiques sont déjà raccordées. Et ils possèdent généralement les terrains où il est possible de raccorder une centrale à moindres frais. Les nouveaux producteurs n'ont pas ces avantages. Avec un tarif en *deep cost*, les nouveaux producteurs

¹²⁸ La capacité d'accueil d'un nœud (respectivement d'une zone) du réseau est la capacité nodale (resp. zonale) de production ou de consommation qui peut être raccordée en ce nœud (resp. cette zone) sans créer de nouvelles congestions.

doivent payer les renforcements rendus nécessaires par leur raccordement. Les nouveaux producteurs peuvent donc payer en totalité une ligne utilisée aussi par d'autres producteurs, notamment les producteurs historiques. En revanche, les tarifs zonaux ne discriminent les producteurs que sur la zone dans laquelle ils sont raccordés. Dans ce cas, il n'y a pas de discrimination entre les producteurs raccordés avant et après la réforme. Avec les tarifs zonaux, les producteurs historiques n'ont plus l'avantage que leur donnait le *deep cost*.¹²⁹

Dans le cadre de « réforme de réformes » (Hogan [2002a]), le régulateur peut chercher à faire évoluer les signaux de localisation de long terme de second rang vers une option de premier rang. Mais la transition d'un *deep cost* ou d'un *shallow cost* vers le tarif zonal avec participation moyenne est difficile à mettre en œuvre. En effet, certaines lignes ont déjà été payées en *deep cost* par certains utilisateurs. Deux options sont alors possibles. Soit ces lignes déjà payées par les utilisateurs du réseau ne sont pas comptées dans le nouveau tarif. Soit ces lignes sont comptées dans la nouvelle tarification. Chacune de ces deux solutions a des avantages et des inconvénients. Si on exclut ces lignes de la nouvelle tarification, la méthode est plus simple mais le signal de localisation dans le cas du tarif zonal peut être faussé. Si on inclut ces lignes dans la nouvelle tarification, le signal de localisation du tarif zonal n'est plus faussé mais le problème de l'indemnisation des acteurs ayant déjà payé ces lignes se pose¹³⁰. Ce problème s'amplifie avec le temps. Plus le *deep cost* ou le *shallow cost* est en place depuis longtemps, plus il y a d'acteurs concernés par le changement de type de tarif. Par ailleurs, il peut également y avoir des écarts potentiellement importants entre la valorisation proposée par GRT et celle attendue par l'acteur concerné¹³¹.

Néanmoins, ce problème peut être amplement limité si le GRT publie des estimations de tarifs à long terme qui prennent en compte les renforcements du réseau. Certes les lignes déjà existantes participent au calcul du tarif zonal avec participation moyenne. Mais ce sont davantage les nouvelles lignes qui vont durablement orienter le tarif, notamment les renforcements visant à lever des congestions. En poussant le raisonnement plus loin, le calcul d'un tarif zonal peut se faire en supposant que l'ensemble du réseau au moment du changement de méthodes de tarification est totalement amorti. Alors, seuls les nouveaux renforcements après ce changement de méthodes sont pris en compte pour calculer le tarif zonal. De cette façon, la transition entre le *deep* ou *shallow cost* et le tarif zonal est

¹²⁹ Pour la même raison, les producteurs historiques sont aussi opposés à l'application d'un tarif en timbre-poste trop élevé. Un tarif en timbre-poste est uniforme sur toute la zone de responsabilité. Il n'émet pas de signaux de localisation.

¹³⁰ Dans un premier temps, on prend comme hypothèse de travail que les éléments de réseau payés en *deep* ou *shallow cost* sont propriété des acteurs *ad hoc*. Le GRT doit alors racheter ces lignes aux acteurs-payeurs propriétaires en tenant compte du coût de départ de ces éléments de réseau, de leur durée de vie et de leur amortissement.

¹³¹ En France, la polémique sur le prix de rachat par RTE de lignes à haute tension détenues par la SNCF montre en effet des écarts de valorisation significatifs.

progressive. Par ailleurs, le tarif zonal avec participation marginale a la propriété de pouvoir garder inchangé en moyenne le niveau du tarif pour la majeure partie du système si le nœud bilan est choisi de façon adéquate (cf. chapitre 2 section 3.1.4). Seul le niveau du tarif des zones déficitaires ou excédentaires est modulé pour inciter à la localisation.

Pour l'accès aux signaux de prix, les utilisateurs du réseau peuvent être obligés de payer *ex ante* pour savoir s'ils pourront se connecter au réseau et combien il leur en coûterait. Pour les GRT pratiquant des tarifs zonaux, ces informations sont accessibles à faible coût. Au contraire, dans le cas de la méthode de tarification *deep cost* ou *shallow cost*, cette information peut être coûteuse et disponible uniquement après une demande de raccordement. En effet, dans ce cas de figure, le GRT doit réaliser des études de réseau au cas par cas suivant les demandes réelles de raccordement. L'affichage préalable des capacités d'accueil rend donc la méthode d'allocation des coûts plus transparente pour les utilisateurs du réseau. Toutefois, de telles informations peuvent être difficiles à calculer car les capacités d'accueil des nœuds du réseau sont interdépendantes et elles peuvent varier d'une demande de raccordement à une autre¹³². Si des capacités d'accueil par nœud sont disponibles, elles peuvent ne pas être toutes simultanément réalisables.

Les tableau 3.6 et tableau 3.7 résument la complémentarité institutionnelle entre la gouvernance du réseau et les deux modules de signaux de localisation imposée par les effets redistributifs.

**Tableau 3.6 Complémentarité institutionnelle
entre la gouvernance du réseau et le module de conduite du système
imposée par les effets redistributifs**

Caractéristique du régulateur	Option de conduite du système mise en œuvre
Peu sensible aux pressions des acteurs de marché	Pricing nodal
Sensible aux pressions des acteurs de marché	Fonction des préférences des acteurs de marché

¹³² C'est un problème similaire à celui de l'allocation des *Financial Transmission Rights* incrémentaux à une *merchant line* (voir Bushnell-Stoft [1996a, b, 1997] et Kristiansen-Rosellón [2006]).

**Tableau 3.7 Complémentarité institutionnelle
entre la gouvernance du réseau et le module d'incitation à la localisation à long terme
imposée par les effets redistributifs**

Caractéristique du régulateur	Tarif de réseau mis en œuvre
Peu sensible aux pressions des acteurs de marché	- Tarif zonal si la zone est peu sensible aux interconnexions - Sinon <i>deep cost</i> modulé (cf. 1.2.2.2)
Sensible aux pressions des acteurs de marché	<i>Deep cost</i>

Le choix des méthodes de tarification du réseau apparaît assez limité car une complémentarité institutionnelle lie le module de gouvernance du réseau avec le module de conduite du système. Le régulateur et les pouvoirs publics doivent choisir de faire supporter le coût des externalités à un type d'acteurs du marché électrique plutôt qu'à un autre. Or le changement d'une méthode économique de gestion des flux électriques peut avoir des effets redistributifs importants. Si le régulateur est peu sensible aux pressions des acteurs de marché, il impose les meilleures options pour les signaux de localisation de court terme et de long terme. S'il est sensible à la pression des acteurs de marché, les options de second rang sont privilégiées. La publicité de capacités d'accueil offre aux utilisateurs du réseau une meilleure transparence des méthodes d'allocation des coûts en général, et du *deep cost* et du *shallow cost* en particulier. Cependant, l'influence des signaux de localisation en prix et en volume est sans doute modérée par les autres contraintes de localisation pour la production d'électricité. En effet, les moyens de production sont aussi contraints par la disponibilité de terrains, d'une source d'eau froide, de ressources d'énergie primaire telles que l'eau, le vent, le charbon, le gaz, etc. (cf. chapitre 1 section 1.2). Les complémentarités institutionnelles que nous venons de présenter ne considéraient qu'une seule zone de responsabilité. Nous étudions maintenant le cas d'un réseau interconnecté et partagé entre plusieurs GRT.

1. 2. 2. 3. Complémentarité institutionnelle dans le cadre de la coordination de plusieurs GRT

La structure de gouvernance du réseau contraint la mise en œuvre de la conduite du système lorsque l'on considère une seule zone de responsabilité. Les mêmes contraintes sont renforcées lorsque l'on considère un réseau interconnecté dont la conduite est partagée entre plusieurs GRT. Par ailleurs, la structure de gouvernance du réseau est, selon sa forme, plus ou moins adaptée à la coordination entre GRT (cf. 1.1.2). Les variantes de coordination mises en œuvre dépendent ainsi des structures de gouvernance des GRT à coordonner.

Pour coordonner la conduite du système entre plusieurs zones de responsabilité, trois variantes sont possibles. La première variante consiste à fusionner les zones de responsabilité.

La deuxième variante consiste à coordonner les zones de responsabilité par harmonisation. Dans ce cas, tous les GRT adoptent la même option de conduite du réseau. La dernière variante consiste à coordonner les zones de responsabilité par combinaison. Les options de conduite de chaque zone de responsabilité peuvent y être différentes. Une passerelle de pricing zonal permet de les coordonner.

La plus simple des variantes consiste à fusionner les GRT. Les effets de frontières entre les zones de responsabilité sont alors internalisés, sous l'hypothèse que le pricing nodal est mis en œuvre. Grâce au pricing nodal, les GRT light peuvent facilement s'étendre. Toutefois, cette approche n'est pas toujours possible ni extensible à l'infinie. Des déséconomies d'échelle apparaissent à partir d'une certaine taille de la zone de responsabilité (Costello [2001]). De plus, des obstacles institutionnels peuvent empêcher l'extension de la zone ou la fusion de GRT. Il est alors nécessaire de coordonner des zones de responsabilités distinctes.

La coordination par harmonisation des GRT consiste alors à simuler autant que possible une conduite unique du réseau. Pour cela, les GRT doivent choisir la même option de conduite du système. Et cette dernière doit internaliser les effets de frontières entre les zones de responsabilité. Certains choix d'harmonisation de la coordination sont donc meilleurs que d'autres et facilitent la coordination en fournissant plus d'informations et en internalisant davantage les externalités. Cadwalader *et al.* [1999] présentent la coordination de deux systèmes utilisant le pricing nodal. Marinescu *et al.* [2005] présentent la coordination de systèmes utilisant le redispatching pour gérer les congestions. La comparaison de ces deux méthodes de coordination montre que la dernière est plus exigeante. De fait, puisque le pricing nodal internalise le mieux les externalités, il devrait donc être logiquement privilégié.

Mais cette solution fait face à beaucoup d'obstacles, dont les principaux sont institutionnels (Finon [2001], Pignon [2003], Glachant-Perez [2007]). En effet, une autorité de régulation ne recouvre pas toujours toute l'étendue du réseau de transport où l'on cherche à coordonner les zones de responsabilité (diversité des régulateurs, multiplication des pouvoirs publics). Sans un régulateur unique et bienveillant ayant autorité sur tout le réseau, la coordination des zones de responsabilités peut être freinée dans des circonstances où tous les participants de ce processus ne sont pas gagnants (Glachant *et al.* [2005], Glachant-Lévêque [2005]). Ainsi, les GRT peuvent ne pas avoir les incitations cohérentes nécessaires à leur coordination (Benintendi-Boccard [2002]).

De plus, la préexistence de méthodes différentes de gestion des flux électriques peut en elle-même créer des difficultés de coordination. En effet, les méthodes initiales de gestion des flux électriques propres à chaque zone de responsabilité peuvent être très différentes voire incompatibles entre les zones. Dans certains cas, ces incompatibilités accentuent les frontières entre zones. Et sans un régulateur ayant autorité sur tout le réseau, il peut être encore plus compliqué d'harmoniser ces méthodes.

Dans ce cas, les GRT peuvent se coordonner par combinaison. Cette coordination nécessite une passerelle de pricing zonal entre les zones de responsabilité. Cette passerelle est conçue en fonction des difficultés institutionnelles à coordonner les zones de responsabilité. Le modèle économique de réseau qui accompagne le pricing zonal est une approximation du réseau d'autant plus éloignée de la réalité que les difficultés et les différences institutionnelles sont importantes (Pignon [2003], Glachant *et al.* [2005]).

Le tableau 3.8 résume les complémentarités institutionnelles entre la structure de gouvernance des GRT et la coordination entre les zones de responsabilité.

**Tableau 3.8 Complémentarité institutionnelle
entre la structure de gouvernance des GRT et le module de conduite du système**

Structure de gouvernance des GRT		Coordination facile à mettre en oeuvre
Nombre de régulateurs sur le réseau interconnecté	Un seul régulateur	Oui : coordination par harmonisation
	Plusieurs	Non : coordination par combinaison où les contraintes institutionnelles façonnent le pricing zonal
GRT lourd ou light ?	GRT light	Oui et extension facile
	GRT lourd	Non : coordination par combinaison où les contraintes institutionnelles façonnent le pricing zonal

La coordination entre les GRT a donc en elle-même une dimension institutionnelle. Comme elle modifie des modes d'organisations et des situations acquises, elle doit donc être au minimum soutenue par la structure de gouvernance des différents GRT. Si ce n'est pas le cas, on ne peut pas imaginer comment les GRT pourraient mettre en place des mécanismes de coordination ; par exemple, comment ils pourraient se communiquer les données nécessaires. De surcroît, leurs modules de conduite du système peuvent se révéler inadaptés s'ils n'internalisent qu'une partie des effets de frontières.

Il est donc nécessaire qu'une unique autorité de régulation soit responsable de l'ensemble des GRT devant se coordonner. Au minimum, cette autorité doit pousser à la mise en place de règles de compensation associées à chacune des étapes de progression de la coordination. Dans sa version la plus développée, cette autorité peut faire évoluer une coordination par combinaison vers une coordination par harmonisation grâce à la mise en œuvre de méthodes nouvelles appropriées (Glachant *et al.* [2005]).

1. 3. CONCLUSION DE LA SECTION

La structure de gouvernance du réseau conditionne la capacité du GRT à atteindre le GRT idéal. La structure de gouvernance du réseau se définit par la séparation entre le réseau

et la production, la séparation entre la propriété et la gestion du réseau, et les prérogatives du régulateur. Ce sont ces trois caractéristiques qui vont structurer les intérêts du GRT. Le GRT et les autres acteurs du système électrique vont chercher à mettre en œuvre des options de gestion des flux qui sont les plus compatibles avec leurs intérêts propres.

La structure de gouvernance du réseau et la conception des modules de gestion des flux électriques doivent donc être vues comme un tout. La perfection théorique serait de combiner les options du GRT idéal avec un périmètre de GRT lourd, séparé de la production et doté d'un régulateur fort mais également incitatif. Cependant les complémentarités institutionnelles entre la structure de gouvernance et les modules de gestion des flux électriques conduisent à des choix sous-optimaux dans la conception de ces modules. Des arbitrages doivent alors être réalisés entre le contrôle des coûts du réseau, la conception des modules de gestion des flux électriques et la coordination avec ses voisins. Le régulateur peut inciter un GRT lourd à réduire ses coûts contrôlables. Mais un GRT lourd peu ou mal incité peut s'éloigner significativement d'un GRT idéal. En effet, les enjeux financiers de la propriété du réseau peuvent influencer sur la conception de la coordination entre la production et le transport d'électricité ou sur le processus de coordination avec d'autres GRT. Inversement, un GRT ne possédant pas d'actifs de réseau est bien prédisposé à internaliser les externalités à court terme. Le GRT light présente aussi l'avantage de pouvoir étendre facilement sa zone de responsabilité. Mais ce GRT est plus difficile à réguler et à inciter surtout sur l'horizon du long terme. Quand cette difficulté à réguler un GRT light s'accompagne de son autorégulation par les usagers du réseau, la menace de capture du GRT par les groupes d'intérêts s'accroît.

La structure de gouvernance du réseau contraint les procédés mis en œuvre pour gérer les flux électriques. L'étude de plusieurs GRT montrera que leur structure de gouvernance influence le choix du mode de coordination entre la production et le réseau. Certains GRT favorisent l'internalisation des externalités par des prix de rareté à capacité de réseau donnée, tandis que d'autres agissent directement sur la cause des externalités en augmentant la capacité de transport.

Section 2 ÉTUDE INSTITUTIONNELLE COMPARATIVE DE PJM, NGC ET RTE

Les complémentarités institutionnelles entre la structure de gouvernance du réseau et les modules de gestion des flux électriques expliquent l'écart entre les GRT réels et le GRT idéal.

L'objectif de cette section est double. Premièrement, nous étudions les conséquences des complémentarités institutionnelles sur des GRT de référence pour expliquer leurs choix pour gérer les flux électriques. Nous procéderons en deux étapes. Tout d'abord, nous comparerons les options de gestion des flux de chaque GRT à celles du GRT idéal. Ensuite, nous montrerons comment la structure de gouvernance du réseau contraint la mise en œuvre de ces options. Nous montrons aussi que la structure de gouvernance peut corriger les défauts de certaines options.

Nous considérons trois GRT de référence dans les expériences internationales de libéralisation des systèmes électriques. Le premier, PJM, est un GRT light qui opère dans le Nord-Est des États-Unis, sur la zone ayant la plus importante consommation à la pointe (du monde). PJM est reconnu comme modèle pour l'extension de sa zone de responsabilité et pour le degré de coordination avec certains de ses voisins dans la conduite du système (Joskow [2006c]). Le second modèle, NGC¹³³, est un GRT lourd, séparé de la production et indépendant, qui possède et gère le réseau de transport de l'Angleterre et du Pays de Galles¹³⁴. NGC est l'exemple d'un GRT lourd fortement incité par le régulateur et opérant sur l'un des plus anciens marchés concurrentiels. NGC est reconnu pour les bons résultats économiques de la gestion de son réseau. Cependant, dans le passé, certains acteurs de marché ont réussi à manipuler la conduite du système. Le dernier cas, RTE, est celui d'un GRT lourd, autonome, et fortement interconnecté avec ses voisins. RTE est un exemple typique de GRT lourd qui n'est pas totalement séparé du producteur historique. Malgré cela, il est reconnu pour la non-discrimination d'accès à son réseau, en particulier à ses interconnexions dans le cadre de la constitution d'un marché européen de l'électricité¹³⁵.

À partir de la comparaison de ces trois GRT, le second objectif de cette section est de montrer que les effets de complémentarités institutionnelles apportées par la structure de gouvernance du réseau se concentrent sur le choix entre internaliser les externalités d'usage

¹³³ Le GRT anglo-gallois a changé deux fois de nom pendant notre période d'étude pour devenir NGT. Puis il a changé encore une fois de nom après l'introduction du BETTA pour devenir National Grid. Nous utiliserons ces trois noms indistinctement.

¹³⁴ Nous limitons notre analyse avant l'extension du marché anglo-gallois à l'ensemble de la Grande-Bretagne, pendant le UK Pool, puis le NETA (*New Electricity Trading Arrangement*), avant la mise en place du BETTA (*British Electricity Trading and Transmission Arrangements* – pour une analyse voir Prandini [2007]).

¹³⁵ Interview par le journal économique Les Échos le 16 janvier 2007 d'Andris Piebalgs, Commissaire européen à l'Énergie.

du réseau à capacité de transport donnée ou traiter les causes des congestions en augmentant la capacité du réseau. Car il semble difficile de réaliser simultanément ces deux tâches.

2. 1. ÉTUDE DE CAS DE PJM (PENNSYLVANIE, NEW JERSEY, MARYLAND)

PJM est l'un des plus anciens GRT dans le contexte des réformes électriques aux États-Unis. Initialement (dès 1927), il fédérait la gestion du système des états de Pennsylvanie, du New Jersey et du Maryland (Lambert [2001]). Il couvre aujourd'hui quinze états du Nord-Est des États-Unis allant de Chicago à la côte Est. La consommation à la pointe de sa zone dépasse celles cumulées de la France et de l'Allemagne (O'Neill *et al.* [2006]). Cette extension de la zone de PJM a pu s'effectuer rapidement grâce à deux éléments. Tout d'abord, PJM est un GRT light¹³⁶ et les producteurs historiques restent propriétaires du réseau. Par ailleurs, le pricing nodal mis en œuvre pour conduire le système de PJM facilite l'extension et la coordination des zones de marché.

PJM est ainsi cité comme un exemple à suivre pour la création d'un GRT responsable d'une vaste zone électrique libéralisée, même en dehors des États-Unis (CE [2004]). De plus, le régulateur fédéral américain de l'énergie, la FERC¹³⁷, a voulu faire des méthodes de gestion de PJM une architecture de marché standard (*Standard Market Design*, SMD – FERC [2002])¹³⁸. Puis, la FERC s'est inquiétée de l'augmentation des congestions sur la zone de PJM et de l'absence d'arbitrage économique dans la planification du réseau de ce GRT. Ces deux points ont révélé en fait une coordination insuffisante entre la production et le transport au sein de PJM.

Pour étudier PJM, nous procédons dans un premier temps à l'analyse modulaire que nous avons présentée dans le chapitre 2. Nous présentons donc l'option mise en œuvre pour conduire le système à court terme, les incitations mises en œuvre à long terme pour guider la localisation des moyens de production et les procédures que PJM a adoptées pour évaluer les besoins d'investissement et faire développer le réseau en conséquence. Nous pourrions alors comparer PJM au GRT idéal. Dans un second temps, nous expliquerons le choix des options mises en œuvre par une étude des complémentarités institutionnelles entre la structure de gouvernance de PJM et ses modules de gestion des flux électriques. Nous verrons ainsi que la structure de gouvernance du réseau de PJM explique l'extension de sa zone de marché mais aussi le choix des procédures pour évaluer le besoin de développer le réseau.

¹³⁶ Aux États-Unis, les GRT light sont appelés ISOs pour *Independent System Operators*, ou RTOs pour *Regional Transmission Organizations*.

¹³⁷ *Federal Energy Regulatory Commission*

¹³⁸ Le succès du SMD semble devoir se limiter à la moitié des États-Unis (Joskow [2005a]).

2. 1. 1. Analyse modulaire de PJM

Afin de comparer PJM au GRT idéal, nous présentons les options que ce GRT a mises en œuvre pour les trois modules de gestion des flux électriques, à savoir la conduite du système pour gérer les congestions et les pertes, l'incitation à la localisation à long terme et l'investissement du réseau. Nous montrerons ainsi que PJM s'est rapidement concentré sur l'internalisation des externalités d'usage du réseau, et que son intérêt pour le développement du réseau est plus récent et forcé par le régulateur.

2. 1. 1. 1. Module de conduite du système à court terme

PJM est la référence de l'architecture de marché standard (*Standard Market Design - SMD*) de la FERC [2002], pour la gestion des congestions et pour les outils financiers de couverture qui y sont associés. L'internalisation des pertes est récente et assure maintenant une utilisation optimale des infrastructures (1^{er} juin 2007 – PJM [2007e]). Associée au couplage avec les zones voisines de TVA et MISO, le pricing nodal permet d'internaliser les effets de frontières, nombreux sur le réseau maillé et interconnecté de PJM (MISO-PJM [2004] et MISO-PJM-TVA [2005]).

a) Option mise en œuvre pour sa zone de responsabilité

Depuis 1998, le pricing nodal de PJM internalise les congestions (Hogan [1998]). Cette méthode est complétée par des contrats *forward* qui permettent aux acteurs de se couvrir contre la volatilité des différentiels de prix nodaux. Il existe deux types de ces contrats *forward* dans le système de PJM, les *Financial Transmission Rights* (FTRs) et les *Auction Revenue Rights* (ARRs). Les FTRs donnent droit à la rente de congestion associée au différentiel de prix entre un nœud « source » et un nœud « charge ». Ils sont mis aux enchères¹³⁹. À cette occasion, le test de faisabilité simultanée qui est appliqué aux FTRs permet de les allouer en tenant compte des contraintes du réseau (cf. chapitre 2 section 2.2.2.1) Les ARRs sont alloués gratuitement aux distributeurs, généralement intégrés aux producteurs, sur la base de leur consommation à la pointe, en prenant en compte comme précédemment les contraintes du réseau. Les ARRs peuvent être transformés en FTRs ou donner droit à un revenu provenant de l'enchère des FTRs (PJM [2007c]).

L'allocation des FTRs et des ARRs s'effectue en plusieurs étapes dont les premières sont réservées aux opérateurs historiques. La FERC a ainsi formulé des inquiétudes quant à la discrimination dont bénéficient les transactions historiques lors des enchères de FTRs ou de l'allocation des ARRs (PJM [2005]).

¹³⁹ Ils peuvent être achetés par des distributeurs ou des producteurs sous certaines conditions (PJM [2007c]).

Jusque très récemment, les pertes n'étaient pas incluses dans le pricing nodal (PJM [2007e]). Leur volume était réparti entre les utilisateurs du réseau grâce à un taux de pertes différencié temporellement mais non spatialement. Cette socialisation des pertes ne fournissait donc pas d'information sur les effets des comportements individuels des utilisateurs du réseau. Les utilisateurs du réseau n'étaient pas incités individuellement à réduire les pertes sur le réseau. Par ailleurs, la structure de gouvernance de GRT light de PJM ne l'incite pas à réduire le volume des pertes sur le réseau, car il n'est pas financièrement responsable des pertes (principe équivalent à un « *cost pass through* »).

Les figure 3.1 et figure 3.2 présentent l'évolution des pertes sur le réseau Très Haute Tension (THT)¹⁴⁰ de PJM. L'expansion géographique de la zone de PJM pendant la période d'étude rend difficile l'analyse de l'évolution des pertes. Toutefois, en se concentrant sur les périodes pendant lesquelles la zone de PJM est géographiquement stable, on constate que le volume des pertes augmente.

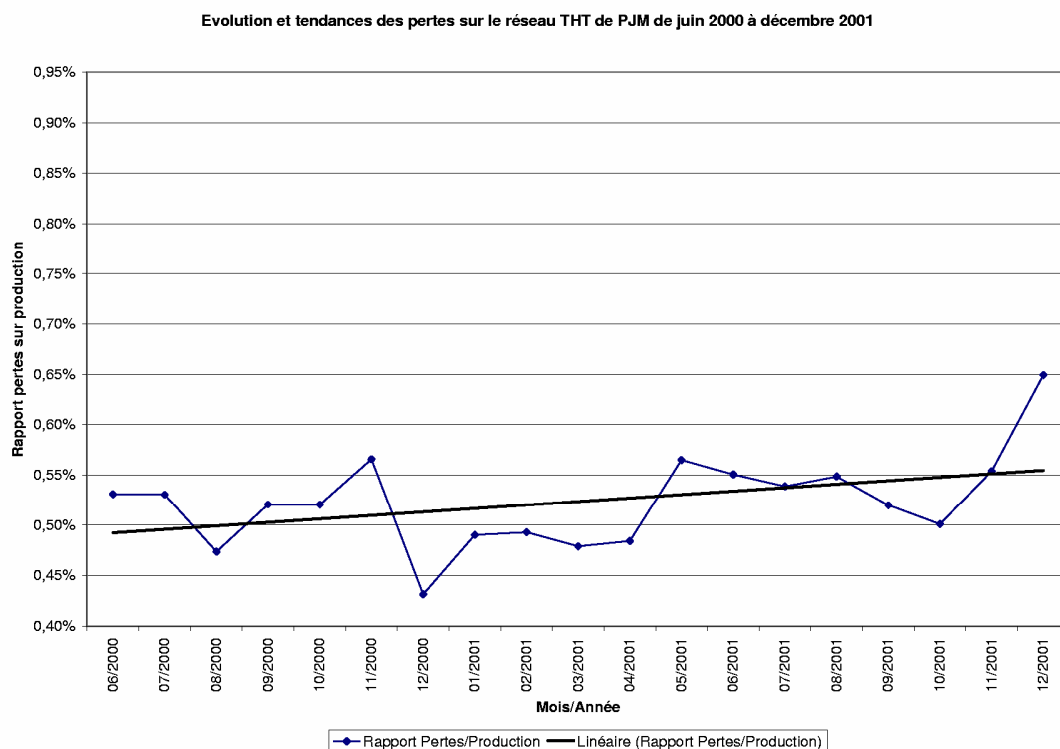


Figure 3.1 Évolution et tendances des pertes sur le réseau THT de PJM vis-à-vis de la production de Juin 2000 à Décembre 2001 (Propres calculs d'après données de PJM)

¹⁴⁰ Sur la zone de PJM, la THT comprend les tensions au-delà de 350 kV.

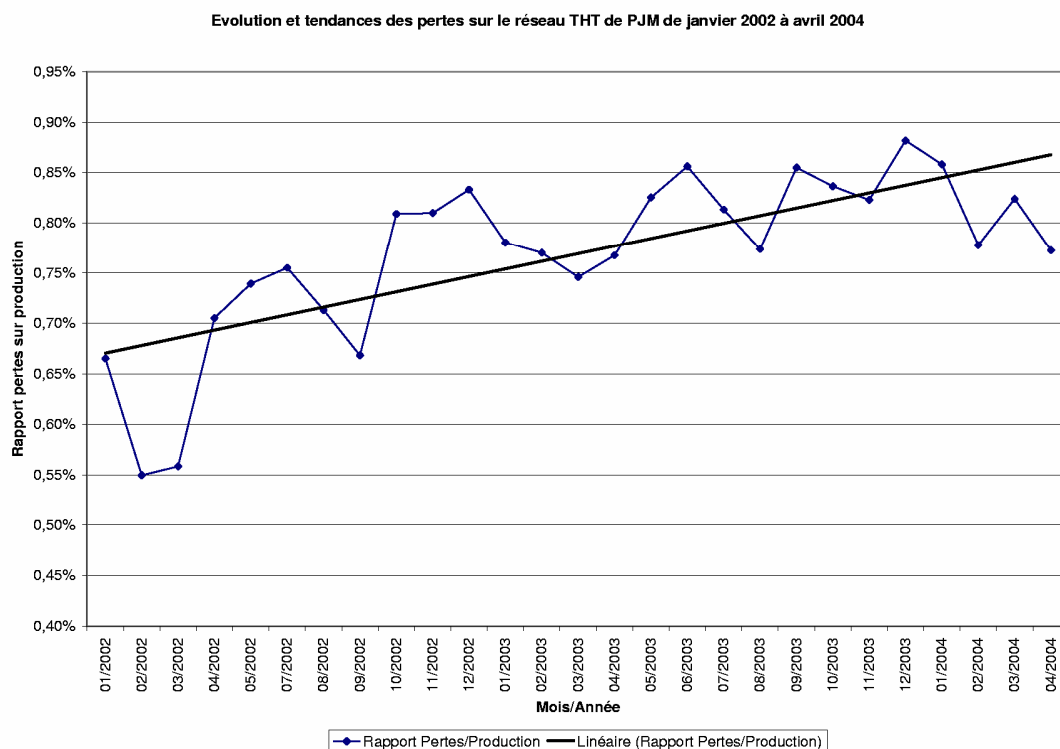


Figure 3.2 Évolution et tendances des pertes sur le réseau THT de PJM vis-à-vis de la production de Janvier 2002 à Avril 2004 (Propres calculs d’après données de PJM)

PJM internalise donc les congestions sur son réseau grâce au pricing nodal depuis bientôt dix ans. L’ajout récent des pertes dans ce procédé permet à PJM d’atteindre les meilleures pratiques d’autres GRT nord-américains. La priorité des transactions historiques lors des enchères des FTRs et de l’allocation des ARRs pose tout de même un problème de discrimination. Nous montrons maintenant que le pricing nodal facilite aussi la coordination de PJM avec ses voisins qui mettent en œuvre la même option de conduite du système.

b) Coordination entre GRT

PJM doit se coordonner avec les zones voisines, car sa zone subit beaucoup d’effets de frontières provenant des échanges entre ses voisins et avec ses voisins. PJM est ainsi traversée par beaucoup de flux de transit et de flux parallèles¹⁴¹ allant de l’ouest du Midwest vers la zone de New York ISO¹⁴² dans le nord-est et vers TVA¹⁴³ dans le sud-est (Abraham [2002]).

¹⁴¹ Lors d’un échange entre deux zones de responsabilité non frontalières, des flux de transit apparaissent sur une zone de responsabilité tierce située entre les deux zones précédentes. Par exemple, la France subit des flux de transit lors des échanges entre l’Espagne et l’Angleterre. Lors d’un échange entre deux zones de responsabilité frontalières, des flux parallèles apparaissent sur une zone de responsabilité tierce qui n’est pas située entre les deux zones précédentes. Par exemple, la Belgique subit des flux parallèles lors des échanges entre la France et l’Allemagne car les flux se répartissent entre leur point d’injection et leur point de soutirage.

¹⁴² New York ISO est le GRT light de l’état de New York.

¹⁴³ TVA est une autorité publique produisant et transportant de l’électricité dans la vallée du Tennessee.

Les effets de frontières soulèvent à la fois des problèmes de sécurité et des problèmes d'inefficacité s'ils sont peu ou mal internalisés. L'internalisation des effets de frontières représente donc un intérêt fort pour PJM afin d'avoir une utilisation efficace et sûre de ses infrastructures et de ses interconnexions.

PJM a internalisé la majeure partie de ces effets de frontières de deux façons. Premièrement, PJM a étendu plusieurs fois sa zone de responsabilité. Les effets de frontières qu'il subissait précédemment se sont donc trouvés internalisés grâce au pricing nodal (Costello [2001], PJM [2004a], PJM [2005])¹⁴⁴. Deuxièmement, PJM a signé des accords de coordination avec deux autres opérateurs de réseau, Midwest ISO¹⁴⁵ et TVA (MISO-PJM [2004], MISO-PJM-TVA [2005]), afin de coupler la conduite de leurs systèmes, et leurs plans de développement du transport (*Regional Transmission Expansion Plans*). Ainsi, les marchés de PJM et de MISO sont maintenant couplés en temps réel, en J-1 et pour l'allocation des FTRs, grâce à une coordination de leur pricing nodal par harmonisation¹⁴⁶.

PJM a donc su mettre en œuvre des solutions de coordination de premier rang en internalisant les effets de frontières pour la conduite du système. Pour coordonner la production et le transport, des signaux de localisation de long terme doivent compléter ceux de court terme.

2. 1. 1. 2. Module d'incitation à la localisation à long terme

Les signaux de long terme guident la localisation des utilisateurs du réseau pour limiter l'occurrence des congestions sur le long terme. Sur la zone de PJM [2007b], les tarifs de réseau sont des signaux *deep cost* pour les raccordements de producteurs¹⁴⁷.

Lors de leur raccordement, les producteurs doivent payer non seulement leur ligne de raccordement mais aussi les renforcements du réseau qui sont nécessaires à leur raccordement. Afin d'éviter une trop forte discrimination entre des raccordements successifs qui utilisent les mêmes renforcements, les coûts de réseau sont partagés entre ces derniers. Cette réallocation des coûts du réseau évite certes la discrimination entre raccordements, mais conduit tout de même à distinguer les centrales raccordées avant la dérégulation et celles

¹⁴⁴ De même, la création voisine de l'ISO du Midwest, s'inspirant du modèle de PJM, a montré que les ISOs sont des coordinateurs régionaux, et qu'ils facilitent la création de grandes zones régionales de marché à partir d'un accès libre et non discriminatoire au réseau de transport des producteurs historiques (Drom *et al.* [2005]).

¹⁴⁵ MISO est l'opérateur du système électrique couvrant quinze états du *Middle West* et la province canadienne de Manitoba.

¹⁴⁶ Le projet de coordination des marchés temps réel entre l'ISO de la Nouvelle Angleterre (ISO-NE) et celui de New York (NYISO) confirme aussi que les ISOs se coordonnent relativement facilement (ISONE-NYISO [2003]).

¹⁴⁷ Les investissements en réseau commandés par PJM pour une occasion autre que le raccordement d'un producteur sont socialisés à l'échelle de chaque zone d'opérateur historique (possédant du réseau) et payés par les consommateurs de ladite zone.

raccordées après (cf. chapitre 2 section 3.1 et annexe 4). Par ailleurs, cette méthode d'allocation des coûts du réseau a l'inconvénient de ne pas émettre de signal public de localisation. De plus, la capacité d'accueil du réseau n'est pas publiée. Cette méthode d'allocation est donc peu transparente surtout pour les investisseurs autres que les opérateurs historiques¹⁴⁸. Cette méthode d'allocation *deep cost* combinée au fait que les opérateurs historiques détiennent toujours le réseau peut ainsi représenter une barrière à l'entrée de producteurs indépendants dans le marché de l'électricité.

Des tarifs zonaux définis par PJM sur l'ensemble de sa zone et que paieraient les producteurs permettraient une meilleure internalisation des externalités dans les décisions de localisation des utilisateurs du réseau. Certes l'influence des interconnexions et des flux de transit sur l'opération de PJM peut compliquer le calcul d'un tarif zonal (cf. chapitre 2 section 3.2 et annexe 9). Mais la répartition des moyens de production et des centres de consommation est très polarisée, avec la consommation à l'est et la production à l'ouest de la zone de PJM [2007a].

Nous venons d'étudier les signaux de localisation de court terme et de long terme mis en œuvre par PJM. Nous présentons maintenant le module d'investissement du réseau de PJM.

2. 1. 1. 3. Module d'investissement du réseau

Bien que PJM ne possède pas le réseau qu'il gère, des procédures lui permettent de décider pour un nombre conséquent d'investissements réseau sur sa zone (Joskow [2006c]). Les critères décisionnels employés dans ces procédures devraient toutefois être approfondies pour mieux évaluer l'efficacité économique et les risques de ces investissements.

La FERC a manifesté une attention particulière à l'absence de raisonnement économique dans les processus décisionnels des investissements de transport dans la plupart des zones des GRT light, notamment celle de PJM (FERC [1999], PJM [2004b]). PJM et d'autres GRT light du Nord-Est des États-Unis tel que NYISO font face à une augmentation des congestions qui semble liée à un manque d'investissements en réseau. Cette augmentation des congestions ne signifie pas que le réseau de PJM est moins fiable. En effet, la fiabilité du réseau est la première motivation des investissements que PJM commande sur son réseau. Mais elle peut montrer qu'il est nécessaire d'arbitrer entre les coûts de congestion et les coûts d'investissement du réseau.

La rente de congestion sur la zone de PJM croît depuis 1999. L'expansion géographique de la zone de PJM peut expliquer cet accroissement (voir tableau 3.9). Mais l'expansion géographique de PJM explique plus difficilement l'accroissement de la rente de congestion

¹⁴⁸ Car ces derniers connaissent bien les capacités des réseaux dont ils restent propriétaires.

par rapport à la consommation de la zone de PJM¹⁴⁹. Avant 2004, PJM ne décidait d'investissements réseau que sur la base de critères de fiabilité du système sans considérer d'arbitrage économique entre le coût des externalités et le coût des investissements réseau.

Tableau 3.9 Évolution de la rente de congestion sur la zone de PJM de 1999 à 2004
Source : PJM [2005]

Année	Rente de congestion (millions de dollars)
1999	53
2000	132
2001	271
2002	430
2003	499
2004	808

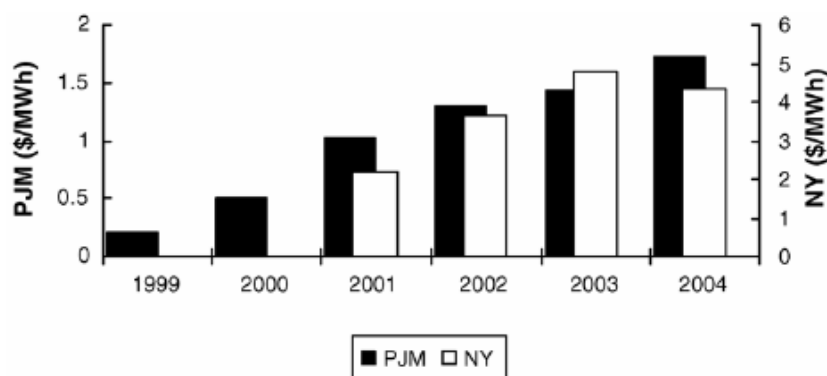


Figure 3.3 Évolution de la rente de congestion sur la zone de PJM par rapport à la consommation d'énergie de 1999 à 2004 (Rossignoli *et al.* [2005])

Depuis 2004, PJM a défini le concept « d'infrastructures de transport planifiées pour raison économique » (*Economic Planned Transmission Facilities*). Ces *Economic Planned Transmission Facilities* permettent de réaliser un arbitrage entre le coût des congestions et le coût d'un investissement réseau. Ce concept permet de prendre en compte le coût des externalités dans ces décisions d'investissements réseau (PJM [2004b]). Ainsi trente-quatre investissements ont été décidés suite à la mise en place du concept d'*Economic Planned Transmission Facilities*. C'est un chiffre considérable, même pour une zone de la taille de PJM. Le nombre important de ces investissements montre que le besoin de ces investissements pour raison économique était réel. D'autant plus que la majorité de ces investissements ont une période de retour sur investissement de moins d'un an (Joskow [2006c]).

¹⁴⁹ Rossignoli *et al.* [2005] et voir les barres noires et l'échelle de gauche sur la figure 3.3.

Toutefois, ce critère économique d'investissement est conçu d'une étrange façon. L'arbitrage entre les coûts de conduite du système et les coûts d'investissements du réseau est basé sur l'estimation du coût des congestions grâce aux FTRs, mais sans calcul direct de ce coût (PJM [2004b]). Par ailleurs, ce critère n'intègre pas les gains qu'un investissement en réseau peut permettre en réduisant les pertes. De surcroît, les décisions d'investissements sont prises sur la base des anticipations instantanées des coûts de congestion, sans prise en compte de l'incertitude sur les flux électriques futurs¹⁵⁰ (Hogan [2005]). Ce critère économique d'investissement devrait donc inclure toutes les externalités d'usage du réseau et faire l'objet d'une analyse de risque (Calviou *et al.* [2004]).

2. 1. 1. 4. Comparaison de PJM au GRT idéal

Ayant décrit les options que PJM met en œuvre pour la gestion des flux, nous comparons PJM au GRT idéal dans le tableau 3.10.

Tableau 3.10 Comparaison de PJM au GRT idéal

Modules de gestion des flux électriques	Options mises en œuvre	Option du GRT idéal?	Commentaires
<i>Conduite du système à court terme</i> - <i>Congestions</i>	Pricing nodal, FTRs/ARRs	Oui	Priorité des transactions historiques lors de l'allocation des FTRs/ARRs
- <i>Pertes</i>	Taux de pertes (temporellement différencié)	Non (oui depuis le 1 ^{er} juin 2007)	Maintenant internalisées
- <i>Coordination avec les GRT voisins</i>	Harmonisation	Oui	
<i>Tarifs</i>	<i>Deep cost</i> pour les nouveaux raccordements de production	Partiellement	Pas de publication des capacités d'accueil
<i>Investissement du réseau</i>	Critères basés sur : - la fiabilité du réseau - un seuil de congestion	Non	Principe économique récent, pas de coût des pertes, pas d'évaluation du risque

La comparaison de PJM au GRT idéal montre que ce GRT nord-américain s'appuie principalement sur l'internalisation des externalités d'usage pour coordonner la production et le transport d'électricité. Le pricing nodal de PJM internalise les congestions depuis bientôt dix ans. Désormais, les pertes y sont aussi internalisées. Le pricing nodal a permis à PJM de

¹⁵⁰ L'incertitude sur les flux électriques futurs est liée aux incertitudes sur les scénarii de prix de combustible.

se coordonner parfaitement avec son voisin MISO pour la conduite de leur système. Il est toutefois regrettable que l'intensité des signaux de localisation soit tempérée pour les opérateurs historiques par la priorité qui leur est donnée pour se couvrir contre ces signaux grâce aux FTRs et aux ARRs. Le tarif de réseau et le module d'investissement du réseau ne participent quant à eux que de façon limitée à coordonner la production et le transport d'électricité. Le *deep cost* marque surtout la différence de traitement entre les centrales existantes et celles nouvelles, sans émettre de signal public de localisation. La communication de capacités d'accueil pourrait réduire cette distinction, notamment entre les opérateurs historiques et les nouveaux entrants. De plus, cette information pourrait permettre aux producteurs de se localiser plus efficacement sur le réseau. Mais, pour le moment, cette information n'est pas diffusée dans le plan régional de développement du réseau (*Regional Transmission Expansion Plan*, RTEP). Enfin, les critères de développement du réseau de transport d'électricité doivent être précisés (PJM [2007d]), notamment grâce à une mesure du coût de congestion moins approximative (Calviou *et al.* [2004], Crew *et al.* [2004]). Il est souhaitable que ces critères permettent une meilleure coordination des investissements en production et en transport, en particulier en réduisant le coût des congestions.

Les complémentarités institutionnelles entre la structure de gouvernance du réseau de PJM et les modules de gestion des flux expliquent que PJM se soit concentré sur l'internalisation des externalités d'usage du réseau pour coordonner la production et le transport d'électricité.

2. 1. 2. Analyse des complémentarités institutionnelles pour PJM

Les complémentarités institutionnelles entre la structure de gouvernance du réseau et les modules de gestion des flux orientent la mise en œuvre des missions de base des GRT. Dans la zone de PJM, la structure de gouvernance du réseau est remarquable pour deux raisons. Tout d'abord, il existe deux niveaux de régulation aux États-Unis, un premier par état et un second au niveau fédéral. Ces deux niveaux de régulation compliquent la réforme électrique et expliquent qu'elle se soit centrée sur la construction de GRT light. Ensuite, comme PJM ne possède pas le réseau, le développement des infrastructures n'a été pour lui qu'un problème secondaire. Jusqu'à ce que l'absence d'arbitrage économique pour développer le réseau n'attire l'attention du régulateur fédéral. Enfin, PJM est un GRT light à but non lucratif et autorégulé par les parties prenantes. Cette forme le conduit à mettre en œuvre les options optimales pour la conduite du système et sa coordination, mais aussi à concevoir des procédés qui limitent les effets de ces options pour les transactions historiques.

2. 1. 2. 1. La structure de gouvernance du réseau de PJM

Trois éléments caractérisent la structure de gouvernance de réseau de la zone de PJM. Premièrement, la régulation s'effectue par état mais aussi au niveau fédéral, sans qu'il existe

de relation de subordination entre ces deux niveaux. Deuxièmement, PJM est un GRT light qui ne possède pas le réseau. Enfin, PJM est régulé par la FERC mais est aussi autorégulé par les parties prenantes de sa zone de responsabilité.

La réforme de l'industrie électrique aux États-Unis se réalise dans une structure duale de régulation. Le régulateur fédéral, la FERC, n'est qu'un des moteurs du processus de dérégulation, sans autorité d'ensemble sur les régulateurs d'état appelés *Public Utilities Commissions* (PUC). La FERC et les PUCs n'entretiennent pas de relations hiérarchiques et n'opèrent pas dans le même champ légal ou juridictionnel. Il n'y a donc pas de cadre unique de dérégulation.

Toutes ces particularités rendent le processus de dérégulation hétérogène et difficile à contrôler et à mettre en œuvre pour l'autorité fédérale de la FERC. La juridiction de la FERC est limitée aux marchés de gros d'électricité interconnectés et aux problèmes de transport qui leur correspondent. Mais la décision de commencer la dérégulation de l'industrie électrique relève exclusivement des autorités publiques locales des états. De plus, les autorités locales de régulation, les PUCs, conservent en toute hypothèse le contrôle du marché de détail de l'électricité, ainsi que l'investissement et le tarif du transport lorsque cette fonction est restée intégrée verticalement en propriété avec la production. Ce qui représente encore la majorité des cas aux États-unis.

L'hétérogénéité géographique de la réforme est d'autant plus problématique que les effets de frontières sont nombreux. Le réseau électrique est historiquement morcelé entre quatre cents opérateurs historiques (Pérez-Arriaga – Olmos [2005]). Dans ce contexte, les effets de frontières créés par les flux parallèles et les transits sont conséquents. La volatilité des échanges sur les marchés de gros rend ces effets de frontières non internalisés de plus en plus critiques pour la sécurité du réseau (Joskow [2005a]).

Ainsi, la FERC est nécessairement intéressée par la création d'opérateurs gérant de vastes zones de marché, qui soient capables d'internaliser ces effets de frontières et d'offrir un accès libre et non discriminatoire des tiers au réseau des producteurs historiques. Cet intérêt transfrontalier a été prioritaire sur l'objectif du désinvestissement des actifs du réseau pour deux raisons. Premièrement, les PUCs se sont généralement opposées à la séparation patrimoniale du réseau. Deuxièmement, les zones des producteurs historiques sont nombreuses et peu étendues. La séparation de leur réseau sans fusion des zones de responsabilité n'aurait donc pas apporté de solution au problème critique des effets de frontières.

Dès 1999, la FERC [1999] a tenté de déplacer ces obstacles par un projet de règlement : « Order 2000 ». Ce projet proposait que tout propriétaire de réseau de transport transfère la gestion de son réseau à un nouvel opérateur régional du transport, un *Regional Transmission Organization* (RTO). Ces RTOs seraient responsables de la conduite du système et de la

coordination d'un processus de planification à l'échelle régionale. PJM, en raison de sa grande taille électrique et dans le prolongement de son statut d'ISO, a alors été qualifié comme « RTO » par la FERC dès 2002.

La formation d'ISOs et de RTOs a été d'autant plus facile que ceux-ci restent des GRT light, puisque les propriétaires des actifs de réseau n'ont pas perdu la propriété des équipements ni les revenus qui en découlent. Mais, comme ces GRT possèdent peu d'actifs et fonctionnent comme des « clubs » à but non lucratif (*non-for-profit*), ils restent difficiles à inciter financièrement. Par contre, ces ISOs/RTOs sont des entités largement autorégulées, grâce à des structures de gouvernance fondées sur la représentation de tous les grands groupes d'intérêts des parties prenantes de leur zone de responsabilité (*stakeholders*). Cette représentation directe des utilisateurs du réseau dans les ISOs/RTOs est contestée car elle conduit à une surreprésentation des producteurs (Boyce-Hallis [2005]). Les ISOs/RTOs peuvent alors agir sous une pression masquée provenant en fait d'un groupe d'intérêt. Notamment, les producteurs préfèrent les réseaux congestionnés car ils limitent géographiquement la concurrence. Les conséquences de ces pressions sur la politique d'investissement réseau sont alors évidentes.

Les GRT avec de vastes zones de responsabilité peuvent donc internaliser des effets de frontières conséquents. Dans le contexte américain d'une structure de régulation duale (fédérale et locale), la construction de tels GRT n'a pu être réalisée que sous la forme de GRT light. Une régulation fortement incitative ne peut pas être appliquée à ces GRT (ISOs ou RTOs, tel que PJM) pour encadrer les coûts du réseau. L'autorégulation des ISOs comme PJM peut aussi contrarier le contrôle de ces coûts en raison du poids des producteurs dans la structure de gouvernance.

2. 1. 2. 2. Complémentarités institutionnelles entre les modules de PJM

La structure de gouvernance du réseau dans la zone de PJM contraint la mise en œuvre de la gestion des flux électriques. Nous examinons les trois types de complémentarités institutionnelles qui interagissent avec la mise en œuvre de la coordination entre la production et le transport d'électricité pour PJM, celles liées au contrôle des coûts du réseau, celles liées aux effets redistributifs des signaux de localisation, et celles liées à la coordination avec ses nombreux voisins GRT.

a) Contrôle des coûts du réseau

Les complémentarités institutionnelles liées au contrôle des coûts du réseau déterminent les options mises en œuvre pour gérer les flux électriques, en particulier celles de la conduite du système et des investissements du réseau.

Au début des années 90, les GRT light aux États-Unis géraient les congestions grâce à un pricing zonal de l'énergie. Une partie des congestions était donc traitée par redispatching.

Certains producteurs en ont profité pour manipuler la conduite du système afin d'augmenter leur profit. Les coûts de redispatching au sein de PJM ont ainsi crû de façon significative à la fin des années 1990.

Pour résoudre ce problème, PJM a mis en place en 1998 son système de pricing nodal pour internaliser les congestions. L'intégration des pertes dans le pricing nodal n'est intervenue que très récemment. Elle n'était jugée que secondaire car les efforts de PJM étaient centrés sur l'extension de sa zone initiale aux zones voisines.

Le pricing nodal a le double intérêt d'être l'option de conduite du système la plus efficace et la moins sensible au pouvoir de marché local des producteurs car les acteurs de marché y sont responsables des contraintes qu'ils créent sur le réseau (Harvey-Hogan [2000]). C'est aussi l'option de conduite la mieux adaptée au GRT light. Étant une entité à but non lucratif, PJM est indifférent autant à l'appropriation de la rente de congestion qu'à la croissance du coût de congestion.

Néanmoins, l'internalisation des congestions n'a pas permis d'en juguler l'augmentation (Rossignoli *et al.* [2005], Joskow [2006c]). Avant avril 2004, aucune opportunité économique d'investissements réseau n'était prise en considération dans la planification du réseau de PJM. L'objectif de PJM était de laisser les *merchant lines* lever ces congestions. Mais les conditions nécessaires à leur viabilité n'étaient absolument pas réunies (cf. chapitre 2 section 2.2.2.4). Ces *merchant lines* auraient subi beaucoup de flux parallèles difficiles à internaliser sur le long terme. En conséquence, il leur aurait été difficile de passer des engagements d'une durée suffisante avec les usagers du réseau pour sécuriser leur revenu et amortir leur investissement. La recrudescence des congestions s'est donc poursuivie et a fini par attirer l'attention du régulateur fédéral, la FERC (PJM [2004b], Joskow [2005a]).

Ainsi, ce n'est que sous la pression de la FERC que PJM a défini le concept « d'infrastructures de transport planifiées pour raison économique » (*Economic Planned Transmission Facilities*) (Joskow [2006c]). Sans la contrainte du régulateur, PJM n'aurait probablement pas pris cette initiative car son statut de GRT light (d'ISO) ne l'y incite pas.

b) Effets redistributifs des signaux de localisation

Comme nous l'avons vu, les complémentarités institutionnelles liées aux effets redistributifs des signaux de localisation déterminent les options mises en œuvre pour les signaux de court terme et les signaux de long terme.

Dans le cadre de PJM, le pricing nodal a apporté d'importantes redistributions de gains et de coûts par rapport à la situation antérieure du pricing zonal. Ces redistributions ont été à l'origine de fortes oppositions à la mise en œuvre de cette option de conduite du système (Kirsch [2000]). Les FTRs ont donc été alloués avant tout pour limiter ces effets redistributifs. Dans un premier temps, PJM allouait les FTRs sur la base des transactions historiques

(*grandfathering rights*). Ce système d'allocation entraînait la préemption des FTRs les plus intéressants par les transactions historiques, et rendait l'accès au marché de PJM difficile pour les nouveaux entrants. Un nouveau système d'allocation des FTRs a alors été mis en place. Les FTRs y sont désormais alloués aux enchères et les ARRs ont été créés pour redistribuer la rente issue de ces enchères (Shanker [2003]). Ce problème typique d'« économie politique » (*political economy*) a donc évolué avec la refonte du marché des FTRs. Après l'introduction des ARRs, de nouvelles critiques ont été formulées (PJM [2005]). Elles ont conduit PJM à atténuer encore la priorité donnée aux transactions historiques, sans assurer toutefois une absence totale de discrimination (PJM [2007c]).

Au même titre que le pricing nodal et les FTRs, le tarif de réseau en *deep cost* est censé guider la localisation des moyens de production. Or ce tarif de réseau a surtout la particularité de ne pas émettre de signaux publics de localisation et d'être discriminatoire. En effet, les nouveaux entrants paient seuls les renforcements nécessaires à leur raccordement, renforcements dont d'autres utilisateurs (plus anciens notamment) profitent aussi sans rien payer (cf. chapitre 2 section 3.1.3). La méthode d'allocation des coûts du réseau utilisée dans la zone de PJM peut donc représenter une barrière conséquente pour les nouveaux entrants. En effet, ces derniers ne connaissent pas à l'avance les zones du réseau où ils peuvent se raccorder à moindres frais. Au contraire, les producteurs historiques peuvent facilement connaître les parties du réseau qui peuvent accueillir de nouveaux moyens de production car ils sont encore propriétaires du réseau.

c) Coordination entre GRT

Le *Standard Market Design* du régulateur fédéral, la FERC, donne un cadre de coordination par harmonisation entre les ISOs/RTOs, du moins pour la conduite du système. Ainsi, tous les ISOs mettent en œuvre la même option de conduite du système et cette dernière internalise les externalités d'usage du réseau et les effets de frontières. Ces deux éléments facilitent évidemment la mise en œuvre de procédés de coordination entre ISOs.

2. 1. 2. 3. Conclusion de l'étude de PJM

Le tableau 3.11 résume les complémentarités institutionnelles entre les options des modules de PJM et la structure de gouvernance de son réseau.

Le statut de GRT light de PJM a tout à la fois obligé et permis la mise en œuvre de méthodes optimales de conduite du système. Dans le même temps, la structure de gouvernance autorégulée de PJM a nécessité des concessions sur le long terme qui remettent en cause les bénéfices des signaux de localisation pour la coordination des investissements en production et en transport. Par ailleurs, le statut de GRT light de PJM ne le pousse pas à considérer des arbitrages économiques pour développer le réseau. Ce n'est que sous la

contrainte de la FERC que PJM a conçu un critère économique d'investissement en réseau, critère dont le principe reste relativement étrange.

Tableau 3.11 Complémentarités institutionnelles du système de PJM

Complémentarité institutionnelle imposée par	Modules concernés	Options mises en œuvre	Détail de la structure de gouvernance qui contraint la mise en œuvre du module
<i>Contrôle des coûts du réseau</i>	Conduite du système - Congestions	Pricing nodal	Un GRT light ne peut supporter le coût de congestion
		FTR/ARR	-
	- Pertes	Taux de pertes (temporellement différencié)	Passage récent au pricing nodal Auparavant pas prioritaire par rapport à l'extension de la zone de responsabilité
	Tarifs	<i>Deep cost</i>	-
	Investissements	Critères par seuil de congestion	Un GRT light n'a pas d'incitations à développer le réseau qu'il gère pour diminuer les congestions, à moins de le lui imposer
<i>Signaux de localisation</i>	Conduite du système - Congestions	Pricing nodal	Provision de signaux de localisation malgré la régulation des tarifs par États
		FTR/ARR	Avantage des transactions historiques pour l'allocation des FTRs/ARRs
	- Pertes	Taux de pertes	-
	Tarifs	<i>Deep cost</i>	Barrière à l'entrée mise en place par les producteurs historiques ?
<i>Coordination avec les GRT voisins</i>	Conduite du système - Coordination avec les GRT voisins	Harmonisation	- Le pricing nodal est l'option de conduite la mieux adaptée à la coordination par harmonisation - Initiatives encadrées par un régulateur unique, la FERC, et une architecture de marché standard, le <i>Standard Market Design</i> (SMD)

Après avoir étudié les complémentarités institutionnelles d'un GRT light, nous considérons celles de NGC, un GRT lourd séparé de la production.

2. 2. ÉTUDE DE CAS DE NGC (NATIONAL GRID COMPANY – ANGLETERRE ET PAYS DE GALLES)

Dès les années 1990, le GRT de l'Angleterre et du Pays de Galles, NGC¹⁵¹, a émergé d'une volonté de restructuration profonde du système électrique anglais. NGC est ainsi un GRT lourd et séparé de la production qui détient, maintient, planifie et gère le réseau anglo-gallois¹⁵² à court, moyen et long terme. NGC est une entreprise privée¹⁵³ mais régulée par le régulateur britannique de l'énergie, l'Ofgem¹⁵⁴ (Joskow [2006c]). NGC est souvent cité comme exemple à suivre pour l'efficacité de la gestion du réseau dans le cadre d'un système électrique libéralisé (Rossignoli *et al.* [2005]). Nous sommes donc face à un paradoxe car NGC conduit son système à l'aide du redispatching. Alors que cette option de gestion du système n'internalise pas les externalités d'usage du réseau et peut facilement être manipulée par des producteurs ayant du pouvoir de marché local (Harvey-Hogan [2000]). Mais les modalités pratiques de gestion du système et de régulation appliquées à NGC compensent d'une certaine façon les défauts théoriques du redispatching comparés aux autres options de conduite.

Pour étudier NGC, nous utiliserons dans un premier temps notre analyse modulaire. Nous présentons l'option mise en œuvre pour conduire le système à court terme, les incitations mises en œuvre à long terme pour guider la localisation des moyens de production et les procédures adoptées pour évaluer les besoins d'investissement et développer le réseau en conséquence. Nous pourrions alors comparer NGC au GRT idéal. Dans un second temps, nous expliquerons le choix des options mises en œuvre par une étude des complémentarités institutionnelles entre la structure de gouvernance de NGC et ses modules de gestion des flux électriques. Nous verrons ainsi que la structure de gouvernance du réseau de NGC explique le décalage qui existe entre ses performances et les défauts de son option de conduite du système.

2. 2. 1. Analyse modulaire de NGC

Afin de comparer NGC au GRT idéal, nous présentons les options mises en œuvre pour les trois modules de gestion des flux électriques, la conduite du système pour gérer les congestions et les pertes, l'incitation à la localisation à long terme et l'investissement du réseau. Nous montrons ainsi que NGC se concentre sur le développement de son réseau et sur

¹⁵¹ Cf. note 133, page 177.

¹⁵² Cf. note 134, page 177.

¹⁵³ L'ensemble du capital de NGC est coté en bourse.

¹⁵⁴ *Office of Gas and Electricity Markets*

l'incitation à la localisation à long terme des moyens de production plutôt que sur l'internalisation des externalités d'usage du réseau.

2. 2. 1. 1. Module de conduite du système à court terme

Bien que le redispatching mis en œuvre par NGC n'internalise pas les externalités d'usage du réseau, le coût des congestions et des pertes sur son réseau est tout de même maîtrisé. Par ailleurs, pour NGC, la coordination avec les GRT voisins reste un problème secondaire de la conduite du système car les interconnexions avec ses voisins sont peu maillées et présentent donc peu d'effets de frontières.

a) Option mise en œuvre sur sa zone de responsabilité

Dans le système de NGC, le coût des externalités liées aux congestions et aux pertes est socialisé et partagé à l'échelle nationale entre les producteurs et les consommateurs selon le ratio 45%/55%. Aucun signal de localisation ne pousse donc les usagers du réseau à internaliser ces externalités. Dans le même temps, NGC est incité à réduire ces coûts grâce à une régulation incitative dite « méthode de régulation du gestionnaire du système » (*System Operator regulatory scheme*). Cette incitation financière pousse NGC à gérer conjointement les congestions et les pertes avec la planification des opérations de maintenance de son réseau.

Les congestions sur le réseau de NGC sont gérées par la méthode de redispatching depuis le début de la dérégulation de l'industrie électrique, du pool anglo-gallois au NETA (puis au BETTA, qui en est l'extension à l'Écosse). En théorie, les producteurs peuvent manipuler cette option de conduite du système en faisant croître artificiellement les congestions (Oren [2001]). Les premières années du marché anglais ont montré que ce défaut du redispatching n'était pas purement théorique. La figure 3.4 présente l'évolution du coût de redispatching sur le réseau de NGC.

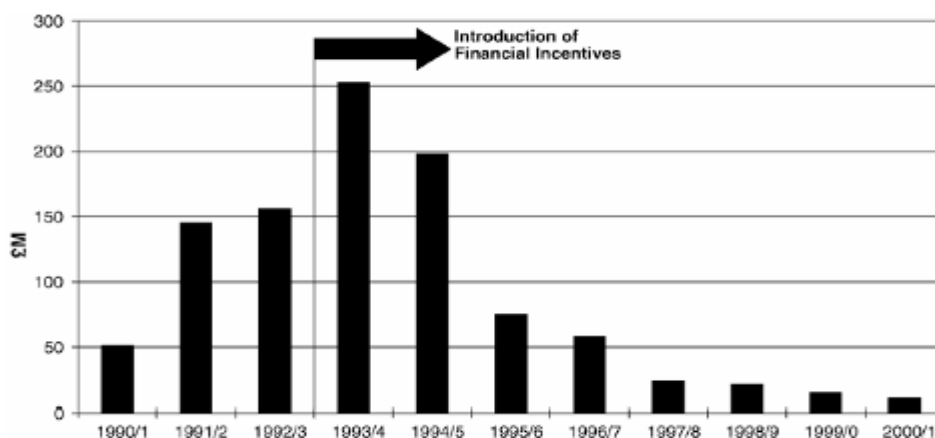


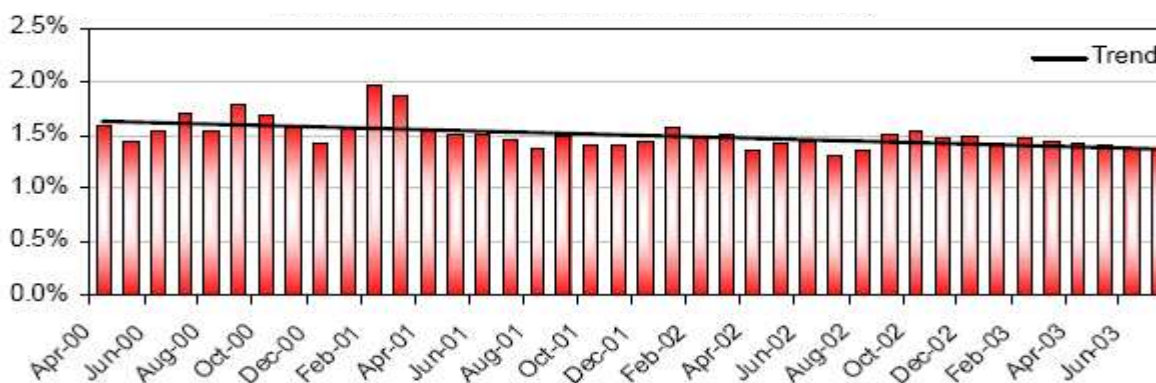
Figure 3.4 Évolution du coût de redispatching sur le réseau de NGC
Source : Rossignoli *et al.* [2005]

Elle montre surtout que ce coût a augmenté considérablement entre 1990 et 1993. Pendant cette période, les producteurs exerçaient leur pouvoir de marché local et NGC n'était

pas financièrement responsable du coût de redispatching consécutif à ses opérations de maintenance. En 1994, un mécanisme de régulation a été introduit pour inciter NGC à réduire le coût de congestion. En laissant NGC [2004a] arbitrer entre différents moyens de gestion (contrats bilatéraux, mécanisme d'ajustement, ...), ce mécanisme a permis de réduire de façon significative le coût de congestion (Rossignoli *et al.* [2005] et voir figure 3.4).

Ce mécanisme incitatif de régulation a deux effets sur le comportement de NGC. Tout d'abord, il incite NGC à conclure des contrats amont avec les producteurs indispensables à la fiabilité du réseau et ayant du pouvoir de marché local (Carlton [2005]). Ensuite, ce mécanisme incitatif conduit NGC à planifier ses opérations de maintenance de façon à réduire les coûts de congestion qu'elles peuvent entraîner. NGC prévoit ces coûts en anticipant les flux sur son réseau à partir de la disponibilité des centrales que lui communiquent les producteurs. NGC peut ainsi modifier la planification des opérations de maintenance du réseau s'il constate qu'elles peuvent créer des congestions trop coûteuses (Brunekreeft *et al.* [2005]).

S'agissant des pertes, elles sont uniformément allouées à tous les utilisateurs du réseau grâce à un taux fixe appelé *Estimated Transmission Losses Adjustments rates*. Celui-ci ne prend pas en compte la localisation des utilisateurs sur le réseau et ignore donc leur impact individuel sur la réalisation de pertes. Cependant, NGC est incité à réduire la quantité de pertes sur le réseau, et s'y emploie en optimisant la topologie de son réseau et son plan de tension¹⁵⁵. En conséquence, bien que les utilisateurs du réseau ne soient pas incités individuellement à réduire les pertes, on note une diminution ou du moins une tendance stable du volume de pertes sur le réseau de NGC (figure 3.5).



Source : NGC

Figure 3.5 Pertes sur le réseau de NGC et tendance (Joskow [2006c])

¹⁵⁵ Modifier la topologie du réseau consiste à fusionner ou dédoubler un nœud électrique du réseau. Le plan de tension décrit la tension en chacun de nœud du réseau. Le modifier consiste donc à faire varier la tension aux nœuds. Augmenter la tension du réseau permet de diminuer les pertes (cf. chapitre 1, note 35, page 38)

Sur le système de NGC, l'absence d'internalisation des externalités d'usage du réseau est donc compensée par des méthodes de régulation incitative. Ces dernières ont permis de réduire le coût de congestion et le volume des pertes. Nous montrons maintenant que NGC a peu d'intérêt à se coordonner avec ses voisins à cause de la quasi-insularité de son réseau.

b) Coordination avec les GRT voisins

La zone de NGC apparaît bien différente de celle de PJM pour la coordination avec les GRT voisins. En effet, le système de NGC ne connaît que relativement peu de flux de transit et de flux parallèles. Les effets de frontières n'y sont donc pas des problèmes prioritaires.

D'une part, sur la frontière Sud, le flux traversant l'interconnexion France-Angleterre est aisément contrôlable car la ligne est une ligne à courant continu (cf. chapitre 1 section 1.3.1.1). Cette connexion peut donc être gérée comme un producteur (dont la puissance peut aussi être négative) directement raccordé au réseau anglais. D'autre part, sur la frontière Nord, l'interconnexion écossaise est assez facile à gérer pour NGC en raison de sa nature quasi radiale et de la surcapacité de production en Écosse.

Puisque NGC a peu d'effets de frontières provenant de ses voisins, les méthodes de coordination qu'il utilise demeurent assez simples. La capacité de l'interconnexion France-Angleterre est allouée par enchère explicite avec un prix égal « au prix d'offre » de chaque offreur (*pay-as-bid*). La capacité de l'interconnexion écossaise est allouée par un partage entre les deux entreprises intégrées écossaises (Scottish Power et Scottish and Southern Energy). Évidemment, cette méthode d'allocation ne permet pas d'émettre de signaux de rareté sur la capacité de l'interconnexion écossaise. Les effets de frontières que rencontre NGC nécessitent peu de coordination. C'est pourquoi il n'est pas certain que l'amélioration des méthodes de coordination produirait un bénéfice supérieur à leur coût de mise en œuvre.

NGC ne met donc pas en œuvre de signaux de court terme pour internaliser les externalités. Mais NGC incite la localisation à long terme des moyens de production grâce à un tarif zonal de réseau.

2. 2. 1. 2. Module d'incitation à la localisation à long terme

Le tarif d'utilisation du réseau de la zone de NGC est zonal. Il oblige ainsi les producteurs à comparer les coûts de transport de l'électricité avec les coûts de transport de leur énergie primaire, du gaz par exemple, lors de leur décision d'investissement. En effet, la consommation est située majoritairement dans le sud de l'Angleterre, alors que la production d'électricité est située majoritairement dans le nord de l'Angleterre. En effet, cette dernière s'effectue principalement à partir du gaz, qui provenait auparavant en majeure partie de la mer du Nord. Afin d'inciter les producteurs à se raccorder dans le sud de l'Angleterre au plus près

de la consommation, le tarif y est négatif et rémunère donc les producteurs qui s’y installent¹⁵⁶.

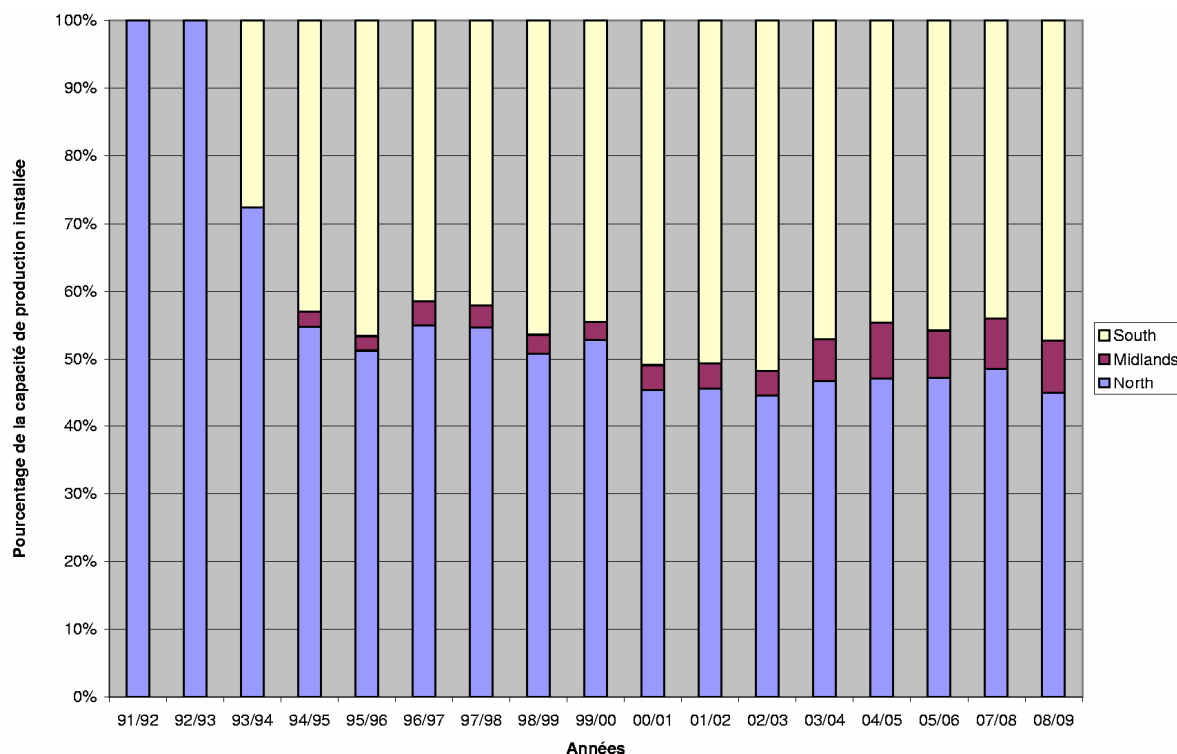


Figure 3.6 Dispositions de nouvelles capacités cumulées depuis 1990
Propres calculs – d’après les données de NGC [2004b]

La figure 3.6 présente la disposition des nouvelles capacités de production entre le nord, le « Midland » et le sud de la zone de NGC. Cette figure montre que les résultats du tarif zonal sont contrastés. Une majorité de raccordements se font dans la partie sud du réseau de NGC. Mais il y a encore un nombre conséquent de raccordements dans la partie nord du réseau de NGC, malgré le différentiel de tarif. Avant 2004, le différentiel maximal de tarif représentait au maximum 11%¹⁵⁷ du prix de l’énergie pour un producteur.

NGC [2006a] réalise maintenant des estimations de ses tarifs zonaux à partir du revenu maximum autorisé que le régulateur pense lui imposer en début de période de régulation¹⁵⁸. Cela devrait offrir une meilleure visibilité aux utilisateurs du réseau pour leur localisation. De plus, grâce aux capacités d’accueil zonales publiées dans son bilan prévisionnel annuel (appelé le *Seven Year Statement*), NGC [2004b, 2005, 2007] complète ses signaux tarifaires

¹⁵⁶ Ces tarifs sont communiqués dans le bilan prévisionnel annuel de NGC, le *Seven Year Statement*.

¹⁵⁷ Pour effectuer ces calculs, nous avons repris le producteur “représentatif” défini par CESI [2003], d’une capacité installée de 400 MW et produisant 2,5 TWh par an. Nous avons aussi supposé qu’en moyenne le prix de l’énergie pour cette période était de 25 £/MWh.

¹⁵⁸ NGC est soumis à une régulation en *price cap* qui est renouvelée tous les cinq à sept ans.

grâce à des signaux en volume. Les producteurs connaissent alors les opportunités de raccordement dans les différentes zones tarifaires. Ces différents signaux donnent ainsi aux producteurs une vision du système à sept ans.

Par ailleurs, les dernières prévisions de raccordement de NGT [2005, 2007] montrent que le coût du réseau n'est qu'un élément secondaire dans la localisation des moyens de production sur sa zone. Ainsi, l'approvisionnement en énergie primaire, en gaz notamment, semble être une contrainte importante pour les décisions des producteurs. En effet, l'accroissement des demandes de raccordement de turbines à cycle combiné gaz dans le sud de l'Angleterre et l'augmentation de la capacité d'interconnexion gazière avec le continent européen sont concomitants.

Dans ce contexte, les tarifs de réseau n'ont donc qu'une faible influence sur la localisation des moyens de production. Ainsi, NGC organise principalement la coordination entre la production et le transport grâce au développement du réseau.

2. 2. 1. 3. Module d'investissement du réseau

Les investissements en réseau de NGC sont régulés grâce à trois contraintes budgétaires complémentaires qui combinent une régulation incitative avec ou sans partage des performances et une régulation *cost-of-service*. Ces trois contraintes budgétaires ont pour objectif de faire coïncider les investissements de NGC avec la maximisation du surplus social (Joskow [2006b]). Premièrement, la contrainte budgétaire de court terme est fixée par le régulateur l'OFGEM dans le cadre des incitations pour la conduite du système à court terme (ci-dessus 2.2.1.1). Cette première contrainte incite NGC à gérer conjointement ces externalités et la planification des opérations de maintenance, ainsi qu'à arbitrer entre les coûts de conduite et les investissements réseau de petites tailles (avec de courtes périodes de retour sur investissement). Deuxièmement, la contrainte budgétaire de moyen terme fixée par l'OFGEM détermine un budget pour les opérations de maintenance avec des objectifs de gain de la productivité de type « RPI-X¹⁵⁹ ». Enfin, la contrainte budgétaire de long terme fixée par l'OFGEM (appelée *Transmission Owner regulatory scheme*) calcule une enveloppe « normale » pour les investissements réseau.

Il est remarquable que ces règles aient permis de diminuer le coût du réseau alors que les directives de l'OFGEM [2004b] pour la justification économique des investissements ne sont que des recommandations et n'ont aucune valeur contraignante pour NGC. NGC [2004b] décide ainsi de ses investissements réseau principalement sur la base de critères d'ingénierie (voir aussi OFGEM [2004b]). Deux éléments techniques justifient l'utilisation de ces critères d'ingénierie et l'absence de critères économiques pour développer son réseau. Premièrement,

¹⁵⁹ Retail Price Index et X est appelé le facteur d'efficacité.

l'insularité du système électrique anglo-gallois et sa relative petite taille le rendent plus sensible aux problèmes de fiabilité qu'une zone de responsabilité incluse dans l'UCTE¹⁶⁰ par exemple. Deuxièmement, cette sensibilité est accentuée par la localisation des moyens de production principalement dans le Nord du système alors que la consommation est située principalement dans le Sud. Lorsque la capacité de transport est trop faible, la coupure des consommateurs peut alors rapidement devenir la seule alternative.

Néanmoins, le coût de redispatching et le volume des pertes ont diminué (figure 3.4 et figure 3.5) et les investissements réalisés respectent les contrats de régulation (OFGEM [2004c]). Le niveau du facteur d'efficacité X de la régulation RPI-X a effectivement poussé les performances de NGC. De plus, les gains d'efficacité ont réduit les coûts contrôlables, principalement liés à la maintenance, de plus de moitié en une décennie (voir figure 3.7). Au total, les coûts du réseau ont diminué de 40% (Martin [2005]).

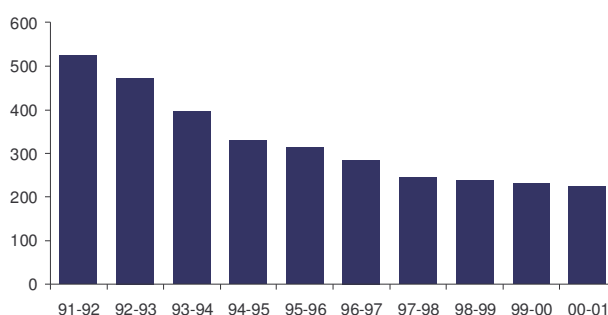


Figure 3.7 Coûts contrôlables de NGC en millions de £ (Source : Martin [2005])

Entre 1990 et le début des années 2000, la demande a augmenté et vingt-cinq gigawatts de moyens de production se sont raccordés au réseau alors qu'une capacité équivalente en a été retirée. Les flux ont alors été significativement modifiés. Des investissements en réseau conséquents ont donc été nécessaires (figure 3.8).

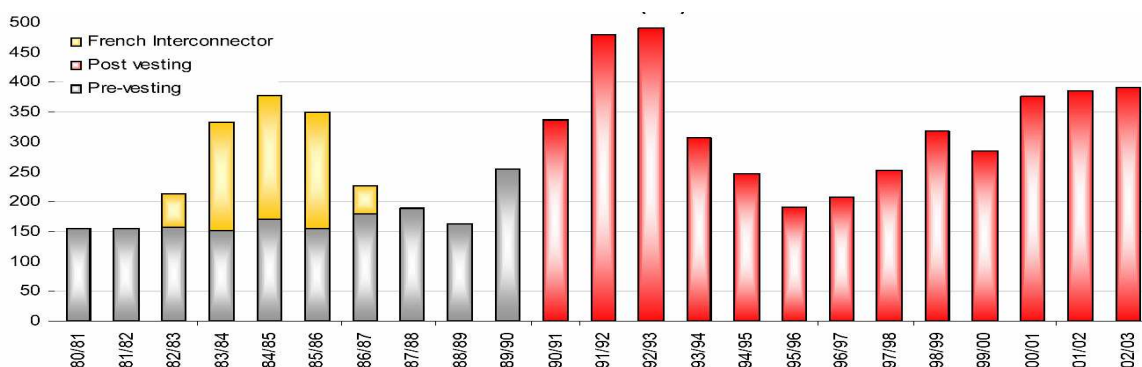


Figure 3.8 Investissements de NGC par an (en prix de 2002-2003) (Joskow [2006b])

¹⁶⁰ Le réseau synchrone de l'UCTE couvre toute l'Europe.

Grâce à la régulation du réseau, les gains de productivité et la diminution des congestions ont permis de faire baisser globalement le coût du réseau. Les critères économiques de décision des investissements devraient toutefois être plus clairs et plus explicites pour que NGC s’approche du GRT idéal pour le module d’investissement du réseau.

2. 2. 1. 4. Comparaison de NGC au GRT idéal

Ayant décrit les options que NGC met en œuvre pour la gestion du réseau, nous comparons NGC au GRT idéal dans le tableau 3.12.

Tableau 3.12 Comparaison de NGC au GRT idéal

Modules de gestion des flux électriques	Options mises en œuvre	Options du GRT idéal?	Commentaires
<i>Conduite du système à court terme</i>			
- Congestions	Redispatching	Non	Mais une tendance à la réduction grâce à la régulation incitative
- Pertes	Taux de pertes	Non	
- Coordination avec les GRT voisins	Combinaison	Non	
<i>Tarifs</i>	- Tarif zonal d’utilisation - Capacité d’accueil zonale	Proche	
<i>Investissements</i>	- Principalement des critères d’ingénierie - Critères économiques flous	Proche	Mais de bons résultats grâce à la régulation incitative

La comparaison de NGC avec le GRT idéal montre que le GRT anglo-gallois se concentre sur trois points pour coordonner la production et le transport d’électricité. Premièrement, les signaux de long terme en volume et en tarifs estimés sur plusieurs années permettent de guider la localisation des moyens de production. Mais des éléments autres que l’accès au réseau semblent contraindre les choix de localisation des producteurs. Alors et deuxièmement, le réseau de transport doit être développé afin de limiter l’ampleur des congestions. Les critères de développement du réseau de transport d’électricité s’appuient davantage sur des considérations d’ingénierie que d’économie. Malgré une concentration de la production dans le nord et de la consommation dans le sud, la baisse des coûts du réseau montre une adéquation entre ces critères, les besoins de coordination entre la production et le transport d’électricité, et la régulation incitative imposée au GRT. Enfin, NGC ayant mis en œuvre le redispatching pour conduire son système, le contrôle du pouvoir de marché local est fondamental pour éviter que les producteurs ne manipulent la conduite du système et

n'augmentent ainsi le coût de congestion. Les incitations que le régulateur prodigue à NGC sont aptes à compenser les défauts de cette méthode et à assurer des coûts de transport en diminution malgré les multiples mutations intervenues sur le système électrique anglo-gallois.

Par ailleurs, la coordination avec les autres GRT n'intervient que très peu dans la coordination entre la production et le transport d'électricité pour NGC car les interconnexions du réseau anglo-gallois génèrent très peu d'effets de frontières.

Les complémentarités institutionnelles entre la structure de gouvernance du réseau de NGC et les modules de gestion des flux expliquent que NGC se soit concentré sur ces trois points pour coordonner la production et le transport d'électricité.

2. 2. 2. Complémentarités institutionnelles pour NGC

Les complémentarités institutionnelles entre la structure de gouvernance du réseau et les modules de gestion des flux orientent la mise en œuvre des missions de base des GRT. La structure de gouvernance du réseau de NGC repose sur une séparation patrimoniale du réseau de transport. La propriété du réseau de transport et la gestion du système relèvent donc d'une même entité. Ceci permet d'appliquer une régulation incitative au GRT sans que celle-ci ne mette en danger sa survie financière. Cette régulation incitative parvient alors à compenser les défauts théoriques de méthodes de conduite sous-optimales.

2. 2. 2. 1. La structure de gouvernance du réseau de NGC

Deux éléments caractérisent la structure de gouvernance du réseau de la zone de NGC. Tout d'abord, la séparation patrimoniale du réseau a été effectuée dès le début de la réforme électrique anglo-galloise. Ensuite, comme le GRT possède le réseau, il est possible de lui imposer une régulation incitative.

Plusieurs entités influencent la régulation de NGC par des interventions de natures très différentes. Ce sont principalement le régulateur OFGEM et, dans une moindre mesure, le DTI, Ministère anglais de l'industrie. Certes le DTI doit contribuer à la transposition des directives et règlements de la Commission Européenne dans des lois nationales qui devront être appliquées par le régulateur OFGEM. Mais le principe de subsidiarité est ici très fort, et la Grande-Bretagne est en général au-delà des minima exigés par les directives européennes. Le marché d'électricité anglo-gallois est donc souvent cité comme une référence de la dérégulation de l'industrie électrique, en Europe et ailleurs (Rossignoli *et al.* [2005], Joskow [2006c]).

En Angleterre et au Pays de Galles, il n'y a donc pas eu de difficulté à réaliser la séparation patrimoniale des activités du réseau de transport (Green-Newbery [1996]). NGC est ainsi un GRT lourd et indépendant des autres acteurs du marché anglais. Comme NGC possède le réseau de transport d'électricité, le régulateur OFGEM peut lui appliquer une

régulation incitative. Le revenu provenant de la propriété du réseau assure que les pénalités financières de régulation (imposées soit au titre de la conduite du système soit au titre de la propriété du réseau) ne mettent pas financièrement en danger le GRT. Sous la pression d'une régulation incitative, il est alors possible d'aligner l'objectif de maximisation du profit d'un GRT lourd privé avec l'objectif de minimisation du coût social d'un GRT idéal. Dans le cas de NGC, la régulation a permis de réduire les coûts du réseau tout en favorisant l'augmentation des investissements nécessaires.

2. 2. 2. 2. Complémentarités institutionnelles entre les modules de NGC

La structure de gouvernance du réseau de NGC contraint la mise en œuvre de la gestion des flux électriques. Nous examinons les trois types de complémentarités institutionnelles qui interagissent avec la mise en œuvre de la coordination entre la production et le transport pour NGC, celles liées au contrôle des coûts du réseau, celles liées aux effets redistributifs des signaux de localisation, et celles liées à la coordination avec ses rares voisins GRT.

a) Contrôle des coûts du réseau

Le contrôle des coûts du réseau impose des complémentarités institutionnelles sur les options mises en œuvre par NGC. Grâce à la structure de gouvernance de GRT lourd de NGC, une régulation incitative permet de maîtriser les coûts de conduite du système (congestions et pertes) et, dans une moindre mesure, les coûts d'investissements du réseau. Cette régulation incitative permet de compenser les défauts théoriques du redispatching liés à la non-internalisation des externalités. De plus, la longueur de la période de régulation permet de publier des estimations de signaux de long terme qui favorisent la localisation efficace des moyens de production.

La régulation de la conduite et de la propriété du réseau propose à NGC un arbitrage entre les coûts de conduite du système à court et moyen terme et les coûts d'investissements du réseau (Joskow [2006c]). Dans ce cadre, la régulation incitative de la conduite du système incite NGC à arbitrer entre les coûts de congestions et des pertes et les investissements de petites tailles (avec de courtes périodes de retour sur investissement). Tandis que la contrainte budgétaire de long terme incite NGC à arbitrer entre les investissements de petite taille et les investissements de plus grande taille, ces derniers pouvant être moins coûteux grâce aux économies d'échelle (cf. chapitre 1 section 1.3.3.1).

b) Effets redistributifs des signaux de localisation

Les effets redistributifs des signaux de localisation imposent des complémentarités institutionnelles pour la mise en œuvre de ces signaux. Un pricing nodal aurait été plus efficace que le redispatching car il aurait permis d'internaliser les congestions et les pertes (Green [2004]). Mais, au moment de la conception puis de la réforme du marché de l'électricité de l'Angleterre et du Pays de Galles, les consommateurs dans le sud et les

producteurs dans le nord ont craint les effets redistributifs d'une option de conduite du système plus incitative, puisque le réseau aurait reçu la rente associée à l'internalisation des externalités (Green [1997b], OXERA [2003]).

Des tarifs zonaux ont toutefois été mis en œuvre pour limiter l'implantation de moyens de production dans le nord de l'Angleterre. Leur nature zonale est utilisée à la fois pour conserver un certain degré de causalité dans l'allocation des coûts du réseau et pour réduire les barrières à l'entrée des producteurs dont le raccordement nécessite des investissements réseau conséquents (Hiroux [2005]). Cette méthode d'allocation des coûts permet ainsi de promouvoir les Énergies Renouvelables¹⁶¹ (OFGEM [2003a]). Par ailleurs, au début du processus de dérégulation, elle a été présentée comme baissant les barrières à l'entrée de nouveaux producteurs (Green [1997b]).

c) Coordination entre GRT

Dans le cas de NGC, la coordination aux frontières avec les GRT voisins n'impose pas de fortes complémentarités institutionnelles. La topologie du réseau de NGC et de ses interconnexions limite d'emblée l'intérêt d'une coordination accrue pour NGC.

Pour l'allocation de l'interconnexion France-Angleterre, la structure des enchères en « paiement au prix d'offre » (*pay-as-bid*) peut être difficile à modifier pour atteindre un couplage idéal entre les deux marchés. D'une part, cette interconnexion ne fait pas partie des activités régulées de NGC et n'est donc pas sous la juridiction de l'OFGEM (Joskow [2006c]). D'autre part, modifier la méthode de tarification des enchères de cette interconnexion en *pay-as-bid* pour une tarification au prix marginal pourrait réduire le profit que NGC tire de cette activité.

Sur l'interconnexion avec l'Écosse, le flux va assez naturellement dans le sens de l'Écosse vers l'Angleterre, à cause de la surcapacité et des coûts de production des deux producteurs écossais. Par ailleurs, compte tenu de la concentration de l'industrie électrique écossaise sur deux acteurs dominants (Scottish and Southern Energy et Scottish Power), une allocation par des méthodes de marché de la capacité de l'interconnexion écossaise n'aurait pas nécessairement été pertinente. Ceci peut justifier l'utilisation d'une allocation administrée de l'interconnexion. Ce même fait est également cohérent avec la nouvelle gestion par redispatching de l'interconnexion écossaise maintenant intégrée à l'opération du système britannique par le nouvel accord du BETTA (Prandini [2007]).

¹⁶¹ ENR

2. 2. 2. 3. Conclusion de l'étude de NGC

Le tableau 3.13 résume les complémentarités institutionnelles entre les options des modules de NGC et la structure de gouvernance de son réseau.

Tableau 3.13 Complémentarités institutionnelles du système de NGC

Complémentarité institutionnelle imposée par	Modules concernés	Options mises en oeuvre	Détail de la structure de gouvernance qui contraint la mise en oeuvre du module
<i>Contrôle des coûts du réseau</i>	Conduite du système - Congestions	Redispatching	Le GRT est plus facile à inciter s'il supporte le coût des externalités d'usage du réseau
	- Pertes	Taux de pertes	
	Tarifs	Tarifs zonaux	La durée de la période de régulation permet d'estimer sur cinq à sept ans le tarif zonal
	Investissements	Critères d'ingénierie	Structure de gouvernance d'un GRT lourd adaptée à la régulation incitative
<i>Signaux de localisation</i>	Conduite du système	Redispatching Taux de pertes	« Économie politique » (producteurs dans le nord et consommateurs dans le sud)
	Tarifs	Tarifs zonaux	Raccordement des ENR
<i>Coordination avec les GRT voisins</i>	Conduite du système - Coordination avec les GRT voisins	Combinaison	Coordination non prioritaire Une forte concentration pour l'allocation de la capacité de l'interconnexion écossaise

La structure de gouvernance du réseau de NGC explique les options mises en oeuvre pour coordonner la production et le transport d'électricité sur sa zone. Ainsi, plutôt que d'internaliser les externalités du réseau, NGC se concentre sur l'augmentation de la capacité du réseau ou sur d'autres solutions techniques qu'il maîtrise pour traiter ces externalités. NGC a tout de même mis en place des signaux tarifaires pour guider la localisation de la production. La période de régulation de cinq à sept ans qui lui est imposée par le régulateur de Grande-Bretagne permet d'estimer et de publier des tarifs zonaux pour la durée de cette période. Cela favorise l'effet incitatif de ces signaux. Par ailleurs, un bilan prévisionnel pour le développement de la production et du réseau est publié chaque année et complète ces signaux. Il permet ainsi de signaler les opportunités de raccordement aux acteurs et d'informer les pouvoirs publics des problèmes structurels et organisationnels que les signaux tarifaires du réseau électrique ne peuvent résoudre seuls. Cependant, la coordination entre la production et le transport par des signaux tarifaires est difficile à cause des autres contraintes de localisation que les producteurs doivent prendre en compte. Par ailleurs, les producteurs (et les consommateurs) sont opposés à la mise en place d'autres signaux de localisation comme

ceux émis par un pricing nodal. La conduite du système est donc réalisée grâce au redispatching. Toutefois le statut de GRT lourd de NGC a permis de compenser l'inefficacité de cette option. La régulation de NGC désigne ainsi le GRT comme l'agent qui doit traiter les causes des externalités, en augmentant efficacement la capacité du réseau.

Après avoir étudié les complémentarités institutionnelles d'un GRT lourd séparé de la production, nous étudions celle de RTE, un GRT autonome, filiale d'un producteur historique.

2.3. ÉTUDE DE CAS DE RTE (RÉSEAU DE TRANSPORT D'ÉLECTRICITÉ – FRANCE)

RTE a été créé en 2000 au sein du producteur historique EDF, comme un GRT comptable (au sens préalablement défini en 1.1.1) et bénéficiant de l'indépendance managériale. Suite à la loi du 9 août 2004 et sous l'impulsion de la directive 2003/54/CE du 26 juin 2003, RTE a été filialisé et est donc devenu un GRT autonome en 2005. RTE détient, maintient, planifie et gère le réseau français à court, moyen et long terme. RTE est une entreprise publique régulée par le régulateur français, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). RTE est un exemple typique de GRT lourd qui n'est pas totalement séparé du producteur historique. Malgré cela, il est reconnu pour la non-discrimination d'accès à son réseau, en particulier à ses nombreuses interconnexions dans le cadre de la constitution d'un marché européen de l'électricité¹⁶². Dans la zone de RTE, l'accès et l'usage des infrastructures de transport ne sont limités que pour les nouveaux raccordements dont la production contraint le réseau. De même que pour NGC, nous sommes face à un paradoxe car RTE gère la majorité des congestions à l'aide du redispatching. Pourtant le coût de son réseau a diminué.

Pour étudier RTE, nous appliquerons dans un premier temps à notre cadre d'analyse modulaire. Nous présentons donc l'option mise en œuvre pour conduire le système à court terme, les incitations mises en œuvre à long terme pour guider la localisation des moyens de production et les procédures adoptées pour évaluer les besoins d'investissement et développer le réseau en conséquence. Nous pourrions alors comparer RTE au GRT idéal. Dans un second temps, nous expliquerons le choix des options mises en œuvre par une étude des complémentarités institutionnelles entre la structure de gouvernance de RTE et ses modules de gestion des flux électriques. Nous montrerons ainsi que la structure de gouvernance du réseau de RTE explique le décalage qui existe entre ses performances et les défauts de son option de conduite du système. Cette structure de gouvernance explique aussi la distinction qui est faite pour les congestions créées par les nouveaux raccordements. Par ailleurs, la structure de gouvernance du réseau de RTE et sa position de carrefour dans le réseau

¹⁶² Cf. note 135, page 177.

interconnecté européen expliquent que RTE se concentre progressivement sur la coordination avec ces voisins. Mais cela n'est pas sans soulever de nouvelles questions sur la compatibilité de cette mission avec la forme de GRT lourd de RTE.

2. 3. 1. Analyse modulaire de RTE

Afin de comparer RTE au GRT idéal, nous présentons les options mises en œuvre pour les trois modules de gestion des flux électriques, la conduite du système pour gérer les congestions et les pertes, l'incitation à la localisation à long terme et l'investissement du réseau. Nous verrons ainsi que RTE se concentre surtout sur le développement de son réseau pour coordonner la production et le transport d'électricité. Nous constaterons aussi que RTE peut émettre des signaux de localisation de long terme lorsque l'investissement réseau seul ne peut résoudre des contraintes structurelles du système électrique.

2. 3. 1. 1. Module de conduite du système à court terme

Bien que le redispatching mis en œuvre par RTE n'internalise pas les externalités d'usage du réseau, le coût des congestions et le volume des pertes sont maîtrisés. Par ailleurs, pour RTE, la coordination avec les GRT voisins devient une problématique de plus en plus prioritaire à mesure que les règlements européens demandent une utilisation efficace des infrastructures et que la volatilité des échanges se développe en conséquence.

a) Option mise en œuvre sur sa zone de responsabilité

RTE gère les externalités des flux électriques sur son réseau, principalement les pertes et les congestions, en socialisant leur coût dans le tarif d'utilisation du réseau sans qu'aucun signal de localisation n'internalise ces externalités. Par ailleurs, la gestion des congestions structurelles est complétée par une forme de régulation du pouvoir de marché local des producteurs.

La socialisation du coût des externalités a été maintes fois critiquée pour son inefficacité théorique (Green [2004], Harvey-Hogan [2000]). Cependant, malgré l'absence d'une régulation incitative, on constate une diminution globale des coûts du réseau de RTE.

Le volume des pertes a ainsi diminué bien que les usagers du réseau ne perçoivent aucun signal de localisation. Les pertes sont achetées par RTE sur le marché de l'énergie par l'intermédiaire d'enchères organisées à cet effet. Le coût des pertes est ensuite uniformément alloué à tous les utilisateurs du réseau au travers du tarif d'utilisation du réseau (tarif de soutirage ou d'injection), sans prendre en compte la localisation des utilisateurs sur le réseau et donc leur impact sur la production de pertes.

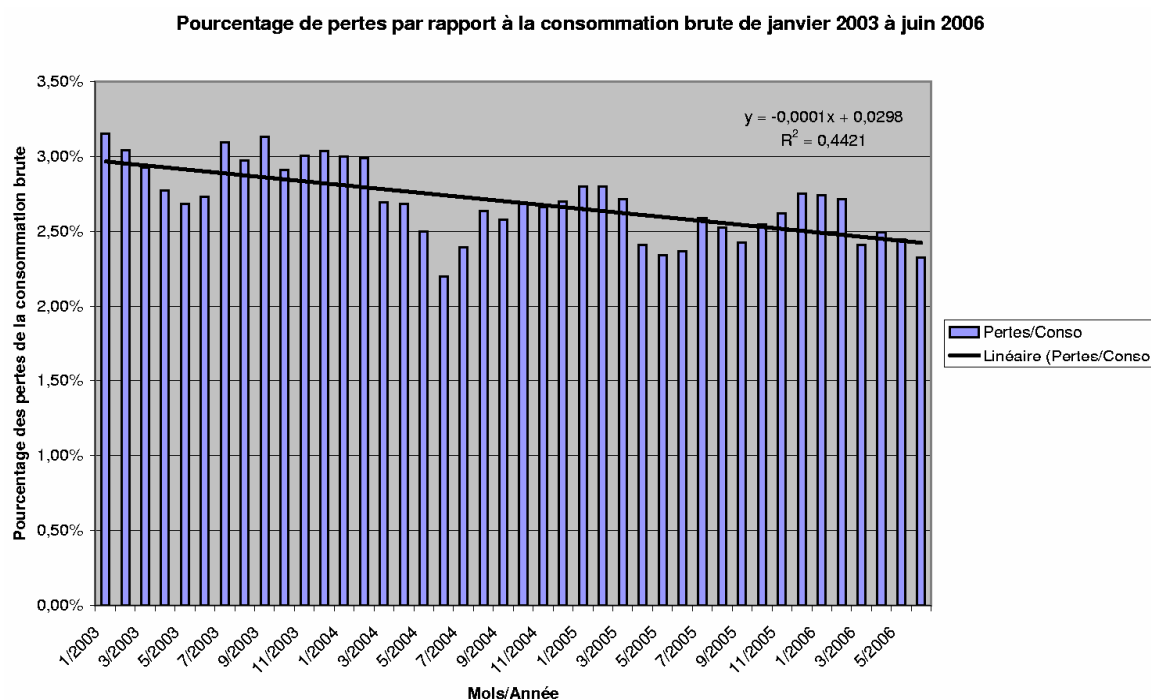


Figure 3.9 Pertes¹⁶³ sur le réseau de RTE et tendance
Propre calcul d’après les données du site www.rte-france.com

Bien que les utilisateurs du réseau ne soient pas incités à réduire les pertes et bien que le GRT n’y soit pas non plus incité, nous notons une diminution du volume de pertes par rapport à la consommation sur le réseau de RTE (voir figure 3.9). Cette diminution est sans doute liée à une réévaluation de la topologie et du plan de tension du réseau français¹⁶⁴.

Les congestions sur le réseau français sont généralement gérées par la méthode de redispatching. Le coût des congestions est donc socialisé. Le coût total socialisé par RTE a été d’environ 30 millions d’euros en 2006. L’historique récent ne fait pas apparaître de dérive significative en 2007¹⁶⁵. Les chiffres antérieurs font apparaître une tendance modérée à l’augmentation. La fourchette annuelle glissante reste en tout état de cause comprise entre 15 et 30 millions d’euros (à comparer aux presque 150 millions d’euros que le coût de redispatching de NGC a atteint au maximum en 1993, lorsque les producteurs exerçaient ostensiblement leur pouvoir de marché local).

La socialisation du coût des congestions expose RTE et les consommateurs finals, à qui incombe ce coût, au pouvoir de marché local des producteurs indispensables à la gestion des congestions structurelles. En effet, ces producteurs, s’ils savent qu’ils ont une position

¹⁶³ Sur la base des pertes estimées journalières, voir le site www.rte-france.com.

¹⁶⁴ Cf. note 155, page 194.

¹⁶⁵ www.rte-france.com/htm/fr/mediatheque/vie_public_mensu_bilan_ma_2007_05.jsp

stratégique pour la gestion d'une congestion, peuvent en profiter pour augmenter significativement le prix d'ajustement de leur puissance (Harvey-Hogan [2000]). Afin de pallier ce défaut théorique de la socialisation des congestions structurelles, RTE peut établir un contrat dit « amont » avec des producteurs dont l'appel à la hausse ou à la baisse est indispensable à la fiabilité du réseau. RTE réduit ainsi son exposition temporaire (suite à des travaux de maintenance du réseau) ou structurelle au pouvoir de marché local de ces producteurs (Wolak-Bushnell [1999] et cf. chapitre 2 section 2.2.1). Le coût de ces contrats n'est pas publié et son analyse reste l'apanage exclusif du régulateur français et de RTE. Tout au plus pouvons-nous indiquer que si nous les ajoutions aux coûts de redispatching publiés, cela n'en ferait pas changer l'ordre de grandeur.

Par ailleurs, si des congestions apparaissent sur le réseau suite au raccordement d'un nouveau producteur, le GRT peut lui imposer des ajustements à la baisse non indemnisés pendant une durée annuelle moyenne dite « de risques ». Cette durée « de risques » est établie dans sa convention de raccordement (RTE [2006e]). Cette mesure revient à limiter le pouvoir de marché local de ces producteurs. En effet, si un producteur est en position dominante pour être appelé systématiquement à la baisse, alors le producteur peut profiter de sa position dominante pour exercer un prix négatif d'ajustement à la baisse avec une valeur absolue élevée (si les prix négatifs d'ajustement sont autorisés). Cela équivaut pour le producteur à réclamer une indemnisation élevée lorsque sa production est limitée. Pendant la durée « de risques », le producteur ne peut donc pas exercer son pouvoir de marché local.

Ces deux outils de contrôle du pouvoir de marché local posent toutefois la question de leur opacité vis-à-vis de l'accès au réseau. En effet, la transparence de ces outils est contrainte par celle du redispatching pour conduire le système (cf. chapitre 2 section 2.2.1). Certes, ces outils, notamment la limitation de puissance, peuvent moduler l'accès au réseau en cas de congestion. Mais le risque pourrait être de n'appliquer cette limitation qu'aux nouveaux producteurs, alors que les anciens producteurs déjà raccordés garderaient un accès non restreint au réseau. Cela pourrait être analysé comme un cas d'accès discriminatoire alors que le GRT ne cherche pas en l'occurrence à avantager le producteur historique. Il a en effet un véritable besoin de limiter structurellement la puissance de certains moyens de production à cause de contraintes d'évacuation. Le régulateur doit donc contrôler ces limitations de puissance tant pour assurer la non-discrimination de l'accès au réseau que pour le bon fonctionnement du marché électrique.

La socialisation du coût des externalités ne se traduit pas finalement par une dérive des surcoûts de RTE, et ce malgré l'absence de méthodes incitatives de régulation. On observe ainsi une tendance marquée à la diminution du volume de pertes. De même, le coût des congestions reste maîtrisé, notamment grâce aux contrats amont et aux limitations de puissance de certaines conventions de raccordement qui limitent les abus de pouvoir de marché tant à la hausse qu'à la baisse. Le régulateur et le GRT doivent veiller à ce que ces

contrats restent des exceptions et qu'ils ne remettent pas en cause la non-discrimination de l'accès au réseau.

Ayant étudié l'accès au réseau interne de RTE, nous analysons l'accès à ses interconnexions.

b) Coordination avec des GRT voisins

Le positionnement géographique de la France, au carrefour de plusieurs péninsules et du reste de l'Europe continentale, soumet le réseau de RTE à de nombreux flux parallèles et flux de transit¹⁶⁶ (Rious [2004]). Ces problèmes techniques et les règlements européens en matière d'accès au réseau l'ont ainsi poussé à perfectionner ses procédés d'allocation des capacités d'interconnexions.

Jusqu'au début des années 2000, les effets de frontières se faisaient peu sentir sur le réseau de transport français. En effet, le système électrique français était très exportateur avec des échanges peu volatiles grâce à une surcapacité nucléaire. Avec l'augmentation de la consommation, cette surcapacité a diminué. Désormais suivant le niveau de consommation et la disponibilité des moyens de production, la France est alors importatrice ou exportatrice. Les flux aux interconnexions de la France sont ainsi devenus plus volatiles, ce qui a favorisé l'apparition d'effets de frontières.

Par ailleurs, les mécanismes d'allocation des capacités d'interconnexions en place jusque-là (premier arrivé-premier servi, prorata, priorité, etc.) avaient deux défauts. Tout d'abord, ils pouvaient faire l'objet de comportements stratégiques des acteurs de marché afin d'en tirer profit. Ensuite, ces mécanismes n'émettaient pas de signaux de rareté. En conséquence, des enchères explicites ont été progressivement mises en place sur toutes les interconnexions françaises (à l'exception de celle avec la Suisse) entre 2004 et 2006 (CRE [2007a]). Ce mouvement a été général à l'ensemble de l'Europe (ETSO [2006a]) sous l'impulsion du règlement européen (CE [2003]).

Toutefois, les enchères explicites présentent certaines limitations qu'il convient de prendre en compte pour assurer une meilleure utilisation des infrastructures du réseau de transport (cf. chapitre 2 section 2.1.3). Tout d'abord, les enchères explicites n'assurent pas un arbitrage parfait entre les marchés nationaux de l'électricité. Pour pallier ce problème, le couplage de bourses d'électricité peut être mis en place. Il permet une allocation implicite des capacités d'interconnexion et ainsi une meilleure efficacité du système (ETSO-EuroPEX [2004]). Le couplage des bourses d'électricité de la France (Powernext), des Pays-Bas (APX), et de la Belgique (BelPeX) avec le soutien des GRT de ces pays (RTE, Tennet et Elia) est de cette nature. Il a été mis en place en 2006 et fonctionne depuis de façon satisfaisante. Il induit

¹⁶⁶ Cf. note 141, page 181.

les effets théoriquement attendus : convergence et séparation des prix de bourses variant très significativement au cours du temps en fonction des disponibilités de production ou de transport et des différentiels de prix zonaux (TLC [2007]).

Mais, pour le moment, les méthodes d'allocation des interconnexions mises en œuvre en Europe sont basées sur les ATC¹⁶⁷. Les ATC définissent les limites commerciales d'échange d'électricité et ne sont pas toujours simultanément faisables. À ce titre, les ATC ne prennent pas en compte les effets de frontières. Si les ATC ne sont que partiellement utilisés, les flux induits sur le réseau conduisent généralement à une sous-utilisation de celui-ci, mais aussi dans certains cas beaucoup moins fréquents à une sur-utilisation¹⁶⁸. À l'inverse, la méthode *flow-based* envisagée pour coupler l'utilisation des interconnexions entre les pays d'Europe continentale doit internaliser une part conséquente de ces effets de frontières (Dufour [2007], ETSO [2007b])¹⁶⁹. Il est nécessaire d'attendre l'application de la méthode *flow-based* avant de juger de son efficacité. Notamment, il convient de voir l'effet de la distinction de traitement entre les échanges internes et transfrontaliers alors qu'ils utilisent les mêmes infrastructures (cf. chapitre 2 section 2.1.3). Il est aussi nécessaire d'évaluer la cohérence entre la localisation des contraintes de réseau et la définition des zones de prix à partir des frontières nationales. Par exemple, des contraintes peuvent apparaître en amont des interconnexions (RTE [2004c]). Par ailleurs, la limitation du commerce transfrontalier au profit du commerce interne à chaque zone pourrait générer des effets redistributifs significatifs et modifier l'efficacité productive du système électrique interconnecté (Bjørndal-Jørnsten [2001], Glachant-Pignon [2005]).

L'allocation des capacités d'interconnexion en Europe continentale s'oriente donc vers des solutions de marché de plus en plus efficaces. Les dernières étapes pour aboutir à une allocation conjointe, implicite et cohérente avec le fonctionnement du réseau de transport nécessitent une coordination croissante entre les GRT. Le maillage du réseau d'Europe continentale l'exige.

Nous venons d'étudier comment RTE conduit son système. Nous présentons maintenant les procédés que RTE met en œuvre pour guider la localisation des moyens de production à long terme.

2. 3. 1. 2. Module d'incitation à la localisation à long terme

Dans le système français, on distingue deux types de signaux de localisation de long terme, des signaux en prix et des signaux en volume. Le tarif de raccordement fournit un

¹⁶⁷ *Available Transmission Capacity*

¹⁶⁸ Il s'agit d'un résultat théorique dont la validation est en cours d'étude par les GRT concernés.

¹⁶⁹ Sa date de mise en œuvre est en cours de discussion.

signal de localisation en prix. La capacité d'accueil des différents niveaux de tension est un signal en volume.

Lorsqu'un acteur souhaite raccorder une centrale au réseau de transport d'électricité, sa demande rentre dans la file d'attente des raccordements. Les demandes de raccordement sont donc traitées selon le principe du « premier arrivé premier servi ». Si le raccordement d'un producteur génère des contraintes sur le réseau, voire nécessite un renforcement, le producteur doit supporter tout ou partie de ces coûts en *shallow cost*¹⁷⁰. Si le raccordement d'un producteur génère des contraintes sur le réseau, le producteur se voit imposer des limitations de puissance qui ne sont pas indemnisées pendant une durée dite « de risque » indiquée dans sa convention de raccordement (voir 2.3.1.1). Par ailleurs, si le coût des contraintes réseau générées par ce raccordement est tel qu'un renforcement est économiquement plus avantageux, alors le producteur fait face à deux situations suivant qu'il accepte ou non de payer le coût de ce renforcement. Dans un premier cas, si le producteur n'accepte pas de payer ce renforcement, la limitation de puissance qui lui est imposée est à durée illimitée. Dans un second cas, le producteur paie ce renforcement dans la limite du coût du raccordement de référence défini dans l'article 4 de l'arrêté du 4 juillet 2003 suivant la puissance maximale de la centrale considérée (RAG [1995], Rapport Champsaur [2000] et RTE [2006e]). Sa puissance est donc limitée le temps que le renforcement se fasse et n'est plus limitée par la suite.

Un mécanisme complémentaire a été mis en œuvre par RTE pour combler les limites de ces tarifs. Pour inciter la localisation de la production dans les zones structurellement déficitaires en production, RTE [2006b], dans le cadre des prérogatives que lui donne la loi française, peut mettre aux enchères un contrat amont d'une durée déterminée en offrant en contrepartie le raccordement au réseau. Ce contrat met la puissance de la centrale lauréate à disposition de RTE en cas de situation tendue pour l'alimentation électrique régionale. En France, deux zones sont structurellement déficitaires en production, la Bretagne et la zone Provence-Alpes-Côte d'Azur (PACA). Le réseau de transport à lui seul ne peut lever les contraintes associées à ce déficit. Seule l'installation de nouveaux moyens de production peut résoudre ces contraintes¹⁷¹. Pour inciter le raccordement de moyens de production en Bretagne, RTE [2006d] a ainsi mis aux enchères un contrat amont d'une durée de dix ans et offrant le raccordement au réseau à côté de Saint-Brieuc, au nord de la Bretagne¹⁷². Ce type d'initiatives permet d'inciter la localisation de moyens de production dans les zones qui le

¹⁷⁰ Pour compléter le *shallow cost*, RTE perçoit le tarif d'utilisation du réseau en timbre-poste. Ce tarif est uniforme sur tout le territoire et socialise le reste des coûts du réseau sur les consommateurs principalement (à 98% – ETSO [2006b]).

¹⁷¹ La Maîtrise de la Demande d'Énergie (MDE) reste un moyen trop limité.

¹⁷² Ce contrat a été remporté par Gaz de France qui installera une turbine à cycle combiné gaz de 200 MW.

requièrent. Cette méthode a néanmoins la caractéristique d'être plus directive vis-à-vis du marché que les tarifs de réseau, quoique le contrat amont soit formulé de façon à inciter le lauréat à participer au marché de l'électricité.

Pour l'instant, aucun signal de localisation de long terme sous la forme de tarifs zonaux n'a été envisagé en France. Le cas de la France est délicat car elle est traversée par des flux parallèles et des flux de transit complexes. Des tarifs zonaux, notamment les tarifs avec participation marginale, pourraient y être très sensibles (cf. annexe 9). Leur absence de stabilité à long terme serait alors contre-productive (cf. chapitre 2 section 3.2). Néanmoins, les deux zones structurellement déficitaires en production, la Bretagne et la PACA, sont peu influencées par les interconnexions. Elles auraient donc vocation à constituer le premier champ d'expérimentation si le principe de tels tarifs incitatifs pour favoriser la localisation de nouveaux moyens de production était adopté. Néanmoins, ce choix se heurterait au principe de la péréquation tarifaire sur l'ensemble du pays¹⁷³ qui est resté jusqu'à présent une pierre angulaire du consensus politique en matière d'électricité (voir 2.3.2.2). C'est pourquoi un tel tarif ne pourrait probablement concerner que les injections et non les soutirages.

La capacité d'accueil du réseau et l'exercice de bilan prévisionnel donne aussi un signal de localisation aux producteurs (RTE [2005a]). Ces éléments informent les producteurs des opportunités de raccordement et guide ainsi la localisation de leur centrale. À partir de la capacité d'accueil d'une zone, un acteur peut anticiper qu'il devra payer, ou non, des coûts de renforcement. La principale limite de cette approche réside dans le fait que les capacités d'accueil de nœuds voisins sont interdépendantes. De fait, le passage de la capacité d'accueil nœud par nœud à une capacité d'accueil pour l'ensemble du réseau français nécessite une expertise complémentaire¹⁷⁴. Par ailleurs, le dispositif est encore incomplet car les capacités d'accueil ne sont fournies que pour le réseau actuel, ce qui renseigne peu un nouveau producteur pour un démarrage de centrale dans trois à cinq ans (le temps pour lui de la construire).

RTE émet donc peu de signaux pour guider la localisation des moyens de production. La coordination entre la production et le transport s'effectue alors grâce aux investissements de RTE.

2. 3. 1. 3. Module d'investissement du réseau

RTE justifie ses investissements en s'appuyant sur des études technico-économiques qui cherchent à minimiser le coût global du système (coût de production, d'exploitation, d'Énergie Non Distribuée – END – de maintenance et de développement du réseau) sous

¹⁷³ Ce qui induit un tarif d'utilisation du réseau en timbre-poste (cf. note 170, page 210).

¹⁷⁴ Voir www.rte-france.com/html/fr/offre/offre_raccord_prod.jsp

contraintes techniques du réseau (congestions, N-k, tension, puissance de court-circuit, etc.)¹⁷⁵. Les « gains » d'une stratégie efficace d'investissements sont de deux natures : premièrement les dépenses évitées pour RTE avec deux postes significatifs, les coûts de redispatching et l'achat des pertes ; et deuxièmement le gain économique – et non pas financier – pour les clients de RTE bénéficiant d'une alimentation plus sûre (gain sur l'espérance d'END évitée).

Cette méthode, simple d'apparence, nécessite un travail préalable conséquent pour concevoir les hypothèses de planification. Or la dérégulation du secteur électrique introduit beaucoup d'incertitudes dans la conception de ces hypothèses (Smeers – Pérez-Arriaga [2003]). Il est ainsi plus difficile d'évaluer l'utilisation future du réseau. De même, le processus de dérégulation du système complique l'évaluation du coût des congestions et des pertes pour deux raisons. Premièrement, les prix du marché de l'électricité ne reflètent pas nécessairement les coûts de production. Deuxièmement, la séparation entre la production et le transport d'électricité empêche le GRT d'avoir directement accès aux données de coût des producteurs (cf. chapitre 4 section 1.3.3).

Malgré ces difficultés conceptuelles, cette méthodologie de justification des investissements réseau, couplée avec une régulation *ex ante* relativement contraignante en terme de gains d'efficacité, permet de réduire les coûts du réseau. En effet, la CRE régule les investissements réseau de RTE grâce à deux volets. D'une part, elle étudie tous les ans le plan de développement du réseau de RTE [2004c]. D'autre part, elle fixe tous les deux à trois ans le tarif d'utilisation du réseau¹⁷⁶. C'est une régulation proche du *cost-of-service* mais qui impose tout de même *ex ante* des gains significatifs de productivité (Décret n° 2002-1014 et TURP2 [2005]).

La figure 3.10 montre que le coût de transport du kilowattheure a ainsi diminué de 18,4% sur la période 2000-2004. Et cette diminution du coût du transport s'est faite alors que les investissements en réseau de RTE augmentaient (RTE [2006c]).

¹⁷⁵ Cf. en annexe 10 pour le détail des critères économiques utilisés par RTE pour justifier ses investissements.

¹⁷⁶ Le régulateur français propose le tarif de réseau aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie qui peuvent l'accepter ou le refuser, sans pouvoir en modifier directement la valeur.

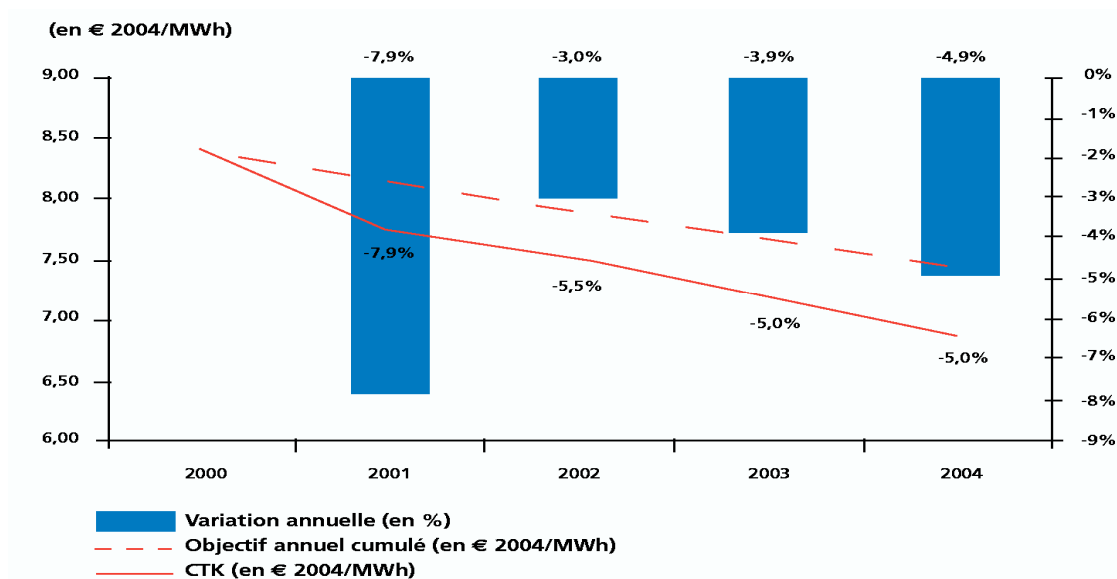


Figure 3.10 Evolution du Coût de Transport du kWh sur la période 2000-2004(CTK) (RTE [2005b])

2. 3. 1. 4. Comparaison de RTE au GRT idéal

Ayant décrit les options que RTE met en œuvre pour la gestion du réseau, nous comparons RTE au GRT idéal dans le tableau 3.14.

Tableau 3.14 Comparaison de RTE au GRT idéal

Modules de gestion des flux électriques	Options mises en oeuvre	Option du GRT idéal?	Commentaires
Conduite du système -Congestions	- Redispatching - Régulation du pouvoir de marché local des producteurs par contrats amont et limitation de puissance dans les conventions de raccordement	Non	- Opacité de la régulation du pouvoir de marché local - Tendance à la réduction des coûts par l'imposition de gains de productivité
-Pertes	Achat des pertes à la charge du GRT Coût inclus dans le tarif d'utilisation du réseau	Non	
-Coordination	Pricing zonal avec les pays voisins	Proche	Transition progressive vers du <i>flow-based</i>
Tarifs	- Tarif d'utilisation en timbre-poste - Tarif de raccordement : <i>shallow cost</i> - Mise aux enchères de contrat amont - Capacité d'accueil nodale et extrapolation zonale	Non	<i>Shallow cost</i> qui mène à distinguer les raccordements avant et ceux après la réforme
Investissements	Minimisation des coûts du réseau	Proche	Évaluation des coûts remise en cause par la dérégulation

La comparaison de RTE au GRT idéal montre que le GRT français s'appuie sur trois moyens pour coordonner la production et le transport d'électricité. Premièrement, pour inciter la localisation des moyens de production, RTE utilise surtout des signaux en volume et quelques signaux prix. Ainsi, RTE fournit des capacités d'accueil mais uniquement sur son réseau actuel alors que les décisions d'investissements des producteurs se prennent au minimum à trois ans, plus vraisemblablement à cinq ans (même pour les Cycles Combinés Gaz). Le signal prix pour inciter à la localisation est limité car il ne provient que du tarif de raccordement actuellement pratiqué en *shallow cost*. Afin d'inciter davantage la localisation de moyens de production dans des zones structurellement importatrices, RTE peut allouer des contrats amont aux enchères en offrant en contrepartie le coût du raccordement. À l'inverse, lorsqu'un raccordement crée une congestion, il est possible de limiter la puissance du producteur sans pour autant l'indemniser. Alors et deuxièmement, les congestions peuvent conduire RTE à développer son réseau. Les critères de développement du réseau de transport d'électricité du système français et la régulation des plans d'investissement de RTE permettent d'autoriser conjointement le redémarrage des investissements et de réduire le coût du réseau. Enfin, le réseau de RTE est fortement interconnecté avec d'autres GRT. L'optimisation des échanges souhaitée par les règlements européens oblige progressivement à perfectionner le pricing zonal qui constitue la passerelle entre les différentes zones de responsabilité de l'Europe continentale.

Les complémentarités institutionnelles entre la structure de gouvernance du réseau de RTE et les modules de gestion des flux expliquent que RTE se soit concentré sur ces trois points pour coordonner la production et le transport d'électricité.

2. 3. 2. Complémentarité institutionnelle pour RTE

Les complémentarités institutionnelles entre la structure de gouvernance du réseau et les modules de gestion des flux orientent la mise en œuvre des missions de base des GRT. Une régulation *ex ante* en *cost-of-service* mais imposant tout de même des gains de productivité conséquents a ainsi permis de diminuer les coûts du réseau de RTE, et ce malgré l'absence de la pression financière d'une régulation incitative. Par ailleurs, l'indépendance de RTE vis-à-vis du producteur historique EDF tend à augmenter. La séparation comptable et managériale était actée dès sa création. La séparation légale est intervenue suite à la filialisation en 2005. RTE est donc actuellement un GRT autonome. Toutefois, l'intégration complète du système français préalablement à l'ouverture du marché persiste dans certaines méthodes et certaines habitudes de travail qui n'évoluent que progressivement.

2. 3. 2. 1. Structure de gouvernance du réseau de RTE

Deux éléments caractérisent la structure de gouvernance du réseau de la zone de RTE. Tout d'abord, la régulation dont fait l'objet RTE est contraignante en termes de gain de

productivité. À terme, elle pourrait devenir incitative. Ensuite, RTE est un GRT autonome, filiale du producteur historique français EDF, dont l'indépendance est fortement marquée. La réglementation laisse toutefois persister certaines méthodes héritées du système intégré.

La CRE s'assure que RTE agit dans le respect de la réglementation en toute transparence et sans discrimination et que le coût du transport tend à se réduire grâce à des gains de productivité de 3% sur la période définie par le « Tarif d'Utilisation du Réseau Public » (TURP2 [2005])¹⁷⁷. Aussi, grâce à de bonnes performances techniques et financières, RTE réduit ses coûts comme en témoigne l'évolution du volume de pertes sur son réseau et du coût de transport du kWh (voir 2.3.1.1).

Deux éléments du TURP laissent penser à l'introduction d'une régulation incitative de RTE à terme : le Compte de Régulation des Charges et des Produits (CRCP) et l'obligation d'un gain de productivité sur la période de régulation de deux ans du TURP2 [2005]. Le CRCP comprend une part conséquente en termes financiers de l'activité de conduite du système : le coût des pertes et le revenu des interconnexions notamment. Le CRCP permet aussi de prendre en compte les dépenses liées au développement du réseau non prévues dans le TURP2 [2005], notamment les dépenses liées aux raccordements des acteurs. De fait, le CRCP est très similaire au compte servant à la régulation des coûts du *System Operator* pour NGC. Par ailleurs, l'imposition d'un gain de productivité de 3% est similaire au gain d'efficacité X demandé à l'entreprise régulée dans une régulation en RPI-X (Joskow [2005b, 2006b]), à la seule différence que, dans le cas français, l'évolution du tarif du réseau public n'est pas indexée sur l'inflation (grâce à l'indice d'inflation RPI – *Retail Price Index*).

La régulation imposée à RTE est une régulation *ex ante* en *cost-of-service* mais qui s'attache tout de même à des gains de productivité. Cette régulation pourrait donc évoluer vers une régulation incitative.

Le degré de séparation de plus en plus marqué entre RTE et le producteur historique EDF caractérise aussi la structure de gouvernance du réseau de RTE. Cette séparation se traduit non seulement en termes de structure industrielle mais aussi en termes réglementaires relatifs aux conditions de raccordement et d'accès au réseau.

RTE a été filialisé en 2005. De fait, RTE est maintenant un GRT autonome, séparé de sa maison-mère EDF sur le plan comptable, juridique et managérial. Le régulateur souligne ainsi que l'intégration de RTE au sein de EDF n'a jamais posé de problème lors de la dérégulation du système électrique français, en termes de transparence, de confidentialité des informations commerciales ou de discrimination (CRE [2006]).

¹⁷⁷ Le TURP2 est le deuxième Tarif d'Utilisation du Réseau Public que la CRE a appliqué à RTE. Il couvre la période 2006-2007. Le premier TURP couvrait la période 2003-2005.

Malgré ce degré important de séparation, certains textes réglementaires laissent persister des éléments du système intégré. Ainsi, le cahier des charges de concession du Réseau d’Alimentation Générale (RAG [1995]) reste une référence pour le principe de calcul des tarifs de raccordement. Même si le décret n° 2001-365 l’a abrogé en modifiant le principe de calcul des tarifs de raccordement en *shallow cost* en 2002.

Les options mises en œuvre pour la coordination entre la production et le transport d’électricité ainsi que leurs performances sont dépendants de la structure de gouvernance du réseau de RTE. Les complémentarités institutionnelles expliquent cette relation de dépendance.

2. 3. 2. 2. Complémentarités institutionnelles entre les modules de RTE

Préalablement à l’étude de l’influence des complémentarités institutionnelles sur la coordination entre la production et le transport d’électricité, il est nécessaire de rappeler que les éléments d’architecture de marché qui relèvent de l’équilibre entre la production et la consommation (marges, mécanismes d’ajustement, etc.) étaient initialement plus structurants pour le marché électrique français que la coordination avec la production. En effet, le volume financier du « compte ajustement et écart » du mécanisme d’ajustement avoisine les cinq cent millions d’euros annuels, tandis qu’il n’est que de trente millions d’euros pour le redispatching (chiffres de 2006)¹⁷⁸. Cet ordre de grandeur permet de comprendre pourquoi « l’écart du design français au GRT idéal » pour la gestion des flux n’était la priorité ni du régulateur, ni de RTE, ni des acteurs. Il est donc assez logique que les questions liées à la gestion des flux électriques n’aient pas été soulevées prématurément à des niveaux décisionnels. Le faire aurait été contre-productif car cela aurait retardé d’autres évolutions plus urgentes. Toutefois, avec l’évolution du parc de production et l’évolution de la réglementation européenne pour l’accès au réseau, la mise en œuvre de la coordination entre la production et le transport d’électricité devient plus centrale.

Cette mise en œuvre est alors contrainte par la structure de gouvernance du réseau dans la zone de RTE. Nous examinons les trois types de complémentarités institutionnelles qui interagissent avec la mise en œuvre de la coordination entre la production et le transport d’électricité pour RTE, premièrement celles liées au contrôle des coûts du réseau, deuxièmement celles liées aux effets redistributifs des signaux de localisation, et enfin celles liées à la coordination avec ses nombreux voisins GRT.

a) Contrôle des coûts du réseau

Le processus décisionnel des investissements réseau est contraint par le contrôle des coûts et par les choix faits en termes de socialisation du coût des externalités. Le contrôle des

¹⁷⁸ Cf. note 165, page 206.

coûts du monopole de transport régule *a priori* la quantité des investissements. Par ailleurs, la régulation impose de fait au GRT d'arbitrer entre le coût des externalités du réseau et le coût d'investissement. De plus, l'option de socialisation du coût des externalités du réseau structure pour une part la méthodologie de justification des investissements réseau.

La structure de gouvernance de GRT lourd de RTE permet l'usage d'une régulation *ex ante* contraignante proche d'une régulation incitative en RPI-X. Ainsi le niveau des tarifs reste stable en euros courants entre 2003 et 2007 (CRE [2005]). Cette stagnation en euros courants équivaut à une réduction de plus de 8%¹⁷⁹ du tarif en euros constants. Les gains de productivité sont en fait supérieurs à ces 8% car le coût des pertes qui représentait environ 10% des charges d'exploitation de RTE en 2004 a augmenté significativement (RTE [2004b])¹⁸⁰.

Cette régulation contraignante valide aussi chaque année les investissements de RTE en vérifiant que les coûts des investissements réalisés correspondent bien à ceux annoncés et que ces investissements sont bien justifiés par rapport aux coûts qu'ils évitent (CRE [2007b]). Sur ce dernier point, RTE prend en compte non seulement le gain financier qu'il tire d'un renforcement du réseau, mais aussi le gain économique pour l'ensemble des acteurs. Le gain économique d'un renforcement couvre tant le coût de l'Énergie Non Distribuée pour les consommateurs que les conséquences économiques d'une limitation de puissance imposée aux nouveaux producteurs lors de leur raccordement au cas où ils génèrent des congestions¹⁸¹.

La structure de gouvernance du réseau de RTE permet donc de coordonner la production et le transport d'électricité avec un faible coût global, malgré des signaux de localisation peu incitatifs. C'est ce qu'illustre la conjonction entre (i.) un niveau élevé des investissements annuels du réseau (plus de six cent millions d'euros par an) pour accueillir de nouveaux moyens de production, (ii.) un faible coût des congestions et une diminution du volume des pertes et (iii.) la diminution du coût global du réseau.

b) Effets redistributifs des signaux de localisation

La philosophie de l'accès au réseau est tiraillée entre deux volontés polaires. D'un côté, le consensus politique de la péréquation tarifaire impose que le réseau soit accessible pour tous les usagers du réseau au même coût. D'un autre côté, ce principe subit des tensions

¹⁷⁹ En prenant une inflation moyenne de 2% par an.

¹⁸⁰ Il est ainsi passé de 350 millions d'euros en 2003 à 670 millions d'euros en 2007. Alors que le volume des pertes a très légèrement diminué, le prix de l'énergie que RTE doit acheter pour compenser les pertes a augmenté d'environ 90% (prix moyen de l'énergie en base en 2003 à 29,22€/MWh, à 56€/MWh sur la base de prix *futures* pour l'année 2007 en juillet 2006).

¹⁸¹ Ces conséquences touchent principalement les producteurs (éoliens notamment). La limitation de puissance restreint l'énergie qu'ils peuvent produire. Or ces producteurs sont subventionnés et payés à l'énergie produite. Dans le chapitre 4 section 1.3.3, nous analysons comment les producteurs subventionnés doivent être pris en compte dans le calcul du coût de congestion pour la justification des investissements réseau.

lorsque l'accueil de nouveaux moyens de production fait apparaître le besoin de signaux de localisation. La volonté de concilier ces deux principes contradictoires se retrouve tant dans la conduite du système que dans la définition du périmètre du coût de raccordement.

La péréquation tarifaire impose de socialiser le coût des externalités. La péréquation tarifaire et la mise en œuvre du redispatching pour conduire le système se justifient en France au niveau national par la faiblesse des coûts de redispatching (30 à 45 millions d'euros – cf. 2.3.1.1.a). Mais, afin de limiter l'exercice de pouvoir de marché local et d'informer les producteurs nouvellement raccordés des contraintes d'évacuation de leur puissance sur le réseau, ces producteurs subissent des limitations de puissance sans indemnisation en contrepartie.

Par ailleurs, sur le réseau de RTE, la définition du périmètre de facturation des raccordements a évolué afin de moins pénaliser les producteurs éoliens et afin de limiter les suspicions de discrimination pour l'accès des tiers au réseau dues à l'intégration avec le producteur historique.

L'allocation du coût de renforcement dans le cadre d'un raccordement se faisait à l'origine en *deep cost* (RAG [1995]). Dans le cas d'un raccordement ultérieur, le premier raccordé avait un droit de suite pendant six ans. Cela signifie que le coût du renforcement était réalloué au *pro rata* des puissances de chacun des générateurs et du temps passé depuis le premier raccordement.

Cette méthode avait deux inconvénients. Tout d'abord, elle laissait planer des suspicions de discrimination dans le cadre d'une intégration entre le producteur historique EDF et le GRT RTE. Ensuite, elle faisait peser un poids trop important sur le raccordement des nouveaux entrants, notamment des producteurs éoliens.

L'allocation du coût du renforcement a donc évolué vers le *shallow cost* en raccordement de référence que l'on connaît maintenant (Rapport Champsaur [2000], Décret n° 2001-365). Car « le caractère intégré d'EDF rend[ait] indispensable une approche en terme de *shallow cost* pour éviter les contentieux liés au soupçon de discrimination. » (Rapport Champsaur [2000], p 119). Et le *shallow cost* pénalise beaucoup moins les fermes éoliennes pour leur raccordement au réseau (EWEA [2005]).

La figure 3.11 illustre que le *shallow cost* conduit à faire une distinction entre les producteurs raccordés avant la dérégulation et après la dérégulation. Cette distinction se justifie par la volonté contradictoire de réaliser une péréquation tarifaire tout en incitant la localisation des moyens de production.

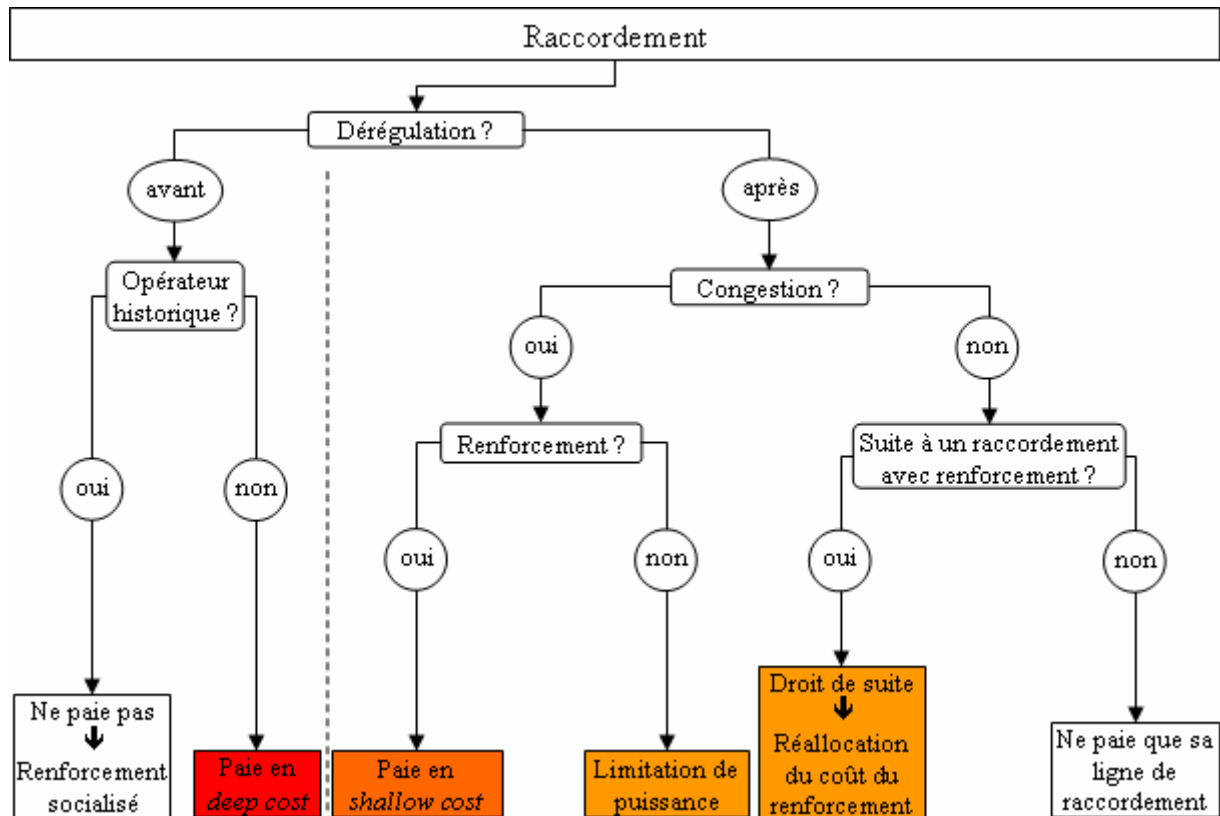


Figure 3.11 Diagramme déterminant l'allocation du coût du réseau dans le cadre d'un raccordement sur le système français

La péréquation tarifaire impose donc que les coûts de congestion liés à la majorité des usages du réseau soient socialisés. Mais, afin d'émettre tout de même des signaux de localisation, les nouveaux raccordements supportent le coût des contraintes qu'ils engendrent sur le réseau.

c) Coordination entre GRT

Compte tenu de la structure industrielle du système électrique français, l'accès aux interconnexions revêtait un aspect stratégique pour ouvrir le marché électrique. En effet, l'industrie et le marché électriques français se caractérisent par un ancien monopole, toujours très dominant et qui conserve le statut d'actionnaire unique du GRT (même si un rôle d'actionnaire passif lui est imposé légalement – loi du 9 août 2004, article 15). Ce producteur dominant possède des capacités nucléaires conséquentes et moins chères que les autres moyens de production à disposition de ces concurrents français ou étrangers. Aussi, dans ces conditions, la concurrence ne peut être introduite sur le marché électrique français que dans des franges, notamment aux interconnexions (Glachant-Finon [2005])¹⁸².

¹⁸² À cela, il faut aussi ajouter deux autres « franges » d'ouverture du marché électrique français. Tout d'abord, l'achat des pertes par RTE permet effectivement de stimuler la concurrence dans le marché français car

Les mécanismes de marché aux interconnexions se perfectionnent ainsi au rythme des règlements européens. Par ailleurs, la mise en place de mécanismes de marché évite une appropriation de la rente de congestion par certains acteurs. En effet, sous l'obligation du règlement 1228/2003, la rente de congestion participe à la diminution du tarif, au financement des nouveaux investissements ou à la disponibilité des capacités attribuées. Alors que les anciennes méthodes d'allocation des capacités d'interconnexions (premier arrivé-premier servi, prorata, priorité, etc.) conduisaient à une appropriation de la rente car les droits d'usage étaient alloués gratuitement.

De plus, l'effet éventuellement contre-incitatif du revenu des interconnexions sur le comportement du GRT est contrebalancé par la modulation du tarif d'accès au réseau. En effet, ce revenu est régulé au moyen du compte de régulation des charges et produits (TURP2 [2005]).

Enfin, dans le cadre européen d'une coordination de plus en plus multilatérale pour l'allocation des capacités d'interconnexions, le partage de la rente de congestion et l'analyse de ses aspects incitatifs (ou contre-incitatifs) sur l'investissement réseau devient une problématique sensible (Todem-Leuthold [2006]).

2. 3. 2. 3. Conclusion de l'étude de RTE

Le tableau 3.15 résume les complémentarités institutionnelles entre les options des modules de RTE et la structure de gouvernance de son réseau.

La structure de gouvernance du réseau de RTE explique les options qui coordonnent la production et le transport d'électricité sur sa zone. Les moyens à mettre en œuvre pour la coordination entre le transport et la production d'électricité n'étaient que secondaires lors de la réforme du système électrique français. Les moyens de production étaient surcapacitaires et dominés par le parc nucléaire de l'ancien monopole. Initialement, la coordination entre les investissements en production et en transport ne reposait donc que sur le comportement adéquat d'EDF. Aussi, la réforme s'est d'abord concentrée sur le contrôle de la séparation entre EDF et sa filiale du réseau de transport RTE. Ensuite, ne pouvant introduire que peu de concurrence en interne, l'ouverture du marché électrique français s'est concentrée sur les interconnexions. Sous l'impulsion des règlements européens, des mécanismes de marché ont été mis en place et sont en cours de perfectionnement, avec comme objectif d'atteindre les meilleurs standards de pricing zonal. Enfin, avec la fin de la surcapacité de production, la localisation des nouveaux moyens de production et la relance des investissements réseau mettent en lumière la problématique de coordination entre ces deux activités. Pour le moment,

RTE est ainsi le plus gros consommateur d'électricité. Ensuite, les *Virtual Power Plants* (VPP) sont des droits de soutirages sur le parc de production d'EDF (nucléaire entre autres) pour les nouveaux entrants. Ces droits sont mis aux enchères.

à cause du consensus sur la péréquation tarifaire, les signaux de localisation émis restent peu incitatifs hormis dans des fenêtres d'opportunités de faible durée. Ce sont davantage les exercices du bilan prévisionnel et du schéma de développement qui informent les producteurs des opportunités de raccordements dans certaines zones du réseau.

Tableau 3.15 Complémentarités institutionnelles de RTE

Complémentarité institutionnelle imposée par	Modules concernés	Options mises en œuvre	Détail de la structure de gouvernance qui contraint la mise en œuvre du module
<i>Contrôle des coûts du réseau</i>	Conduite du système - Congestions	Redispatching	- Gain de productivité imposé
	- Pertes	Taux de pertes	
	Tarifs	Tarifs <i>shallow cost</i>	- GRT historiquement non séparé de la production
	Investissements	Minimisation des coûts du réseau	- GRT lourd adapté à la régulation incitative, mise en place potentielle - Éléments de coût pris en compte à adapter au contexte dérégulé
<i>Signaux de localisation</i>	Conduite du système	- Redispatching - Et taux de pertes	- Péréquation tarifaire - Régulation du pouvoir de marché local
	Tarifs	Tarifs <i>shallow cost</i>	- Péréquation tarifaire - Compatibilité avec le raccordement des ENR
<i>Coordination avec les GRT voisins</i>	Conduite du système - Coordination avec les GRT voisins	Combinaison - Enchères explicites pour les accès à long terme et moyen terme - Couplage de marché en cours d'extension	- Interconnexions : moyen pour introduire la concurrence dans un marché avec un acteur dominant - Restitution de la rente de congestion à l'ensemble des utilisateurs du réseau - Revenu de congestion régulé

2. 4. CONCLUSION DE SECTION

PJM, NGC et RTE décrivent trois manières de s'écarter d'un GRT idéal. Et aucune des trois ne semble dominer nettement les deux autres car le contexte de chaque GRT lui est propre. La hiérarchie des tâches de ces GRT varie avec la configuration de leurs réseaux et la structure de gouvernance donnée au réseau de transport.

Aux États-Unis, les GRT light ou *Independent System Operators* (ISOs) comme PJM sont des coordinateurs régionaux, et le développement de leur réseau n'a été pour eux, jusqu'à récemment, qu'un problème secondaire. Maintenant que la coordination au sein des zones des ISOs et entre zones des ISOs est un problème bien avancé, le développement du réseau devient un élément important pour éviter que les congestions ne fragmentent les marchés.

Mais PJM ne s'est attaché à cette problématique de développement que contraint par les directives du régulateur nord-américain.

La zone de NGC est un cas particulier à cause de son insularité. NGC ne fait pas face au problème ordinaire de l'Europe continentale. Il n'a pas de conflit d'intérêts aux frontières et la coordination avec les GRT voisins ne soulève pas d'enjeux financiers de développement des réseaux nationaux pour l'accueil de flux de transit et de flux parallèles. En conséquence, la coordination aux frontières est seulement un problème secondaire pour NGC. C'est le développement de son propre réseau qui reste la seule priorité de son activité. Ainsi, plutôt que de bien internaliser les externalités d'usage de son réseau, NGC préfère traiter la cause de ces externalités en augmentant la capacité du réseau ou en modifiant sa topologie. La combinaison entre régulation incitative et partage des coûts de redispatching, supportés en partie par NGC, permet alors de faire correspondre approximativement l'objectif de NGC avec l'objectif de minimisation des coûts du réseau.

En France, la structure de gouvernance du réseau et la surcapacité nucléaire du parc de production n'ont fait émerger que récemment le problème de coordination entre la production et le transport. RTE doit maintenant considérer ce problème au sein de sa zone, mais aussi en coordination avec ses nombreux voisins. La structure de gouvernance de son réseau s'accorde bien à une coordination avec les producteurs au niveau national, mais plus difficilement avec la coordination à l'échelle internationale. En France, cette structure de gouvernance pousse RTE à développer son réseau afin de minimiser le coût social. Cependant, l'incitation à la localisation de la production ne traite que les contraintes créées par les nouveaux raccordements, en leur faisant supporter une partie des coûts qu'ils suscitent. Pour se coordonner entre eux, les GRT continentaux comme RTE doivent concilier deux objectifs contradictoires de régulation. Le premier est la péréquation tarifaire au niveau national. Le second est poussé par des règlements européens visant à favoriser les échanges transfrontaliers. Les GRT européens font alors évoluer leur modèle de pricing zonal sur leurs interconnexions, au gré des exigences communautaires.

La structure de gouvernance du réseau influence donc la coordination entre la production et le transport. Suivant sa forme, la gouvernance incite le GRT à se concentrer soit sur l'internalisation des congestions (à capacité de transport donnée) soit sur le développement du réseau (afin de traiter la cause de ces congestions). En pratique, il est difficile de concilier efficacement et simultanément ces deux approches de traitement des externalités. Au vu des performances de ces trois GRT, on constate que le module d'investissement du réseau tient une place centrale dans la coordination entre la production et le transport. Ainsi, même si le système de PJM est le mieux pourvu en signaux de localisation, l'évolution de la rente de congestion sur sa zone montre que les investissements en réseau y étaient insuffisants et que la coordination entre les investissements en production et en réseau n'y était pas satisfaisante. À l'inverse, NGC et RTE sont davantage concernés par la

coordination avec la production sur le long terme. Ce qui se comprend bien puisqu'ils possèdent le réseau et préfèrent le développer pour éliminer des congestions ou quand leurs signaux de localisation sont inopérants.

CONCLUSION DU CHAPITRE

Ce chapitre a montré que les complémentarités institutionnelles entre la structure de gouvernance du réseau et les modules de gestion des flux influencent la coordination entre la production et le transport d'électricité, et ce de deux manières.

Tout d'abord, la structure de gouvernance du réseau définit le degré de séparation du GRT par rapport au reste du système électrique, ce qui modifie les incitations qu'il peut trouver dans les différentes options de gestion des flux. Ainsi, selon la structure de gouvernance, seules des options sous-optimales de gestion pourront être appliquées, notamment quand les options optimales sont contre-incitatives pour le GRT dans la configuration de sa gouvernance. Mais la structure de gouvernance peut aussi corriger certains défauts de ces méthodes sous-optimales. Les conclusions de notre analyse sont donc plus nuancées que celles d'autres études (Boucher-Smeers [2002], Ehrenmann-Smeers [2005]). Car elles montrent qu'il reste utile d'étudier les effets de ces options sur la coordination entre la production et le transport, ce que nous faisons dans notre prochain chapitre.

Ensuite, l'étude de PJM, NGC et RTE en termes de complémentarité institutionnelle a montré que le module d'investissement du réseau a plus d'influence sur la coordination entre la production et le transport que l'internalisation des externalités. Certes l'internalisation des externalités d'usage du réseau est nécessaire pour coordonner efficacement la production et le transport d'électricité à court terme et à long terme. Mais, dès lors que la localisation des producteurs génère à terme des congestions durables sur le réseau, seul le développement de la capacité de transport apporte une coordination satisfaisante de ces deux activités.

Le module d'investissement du réseau est donc le cœur de la coordination entre la production et le transport d'électricité. Les complémentarités institutionnelles montrent que l'investissement en réseau peut être le seul procédé effectif de coordination entre la production et le transport. La place centrale de ce module s'explique aussi par les rythmes temporels différents de l'investissement du réseau et de la production. Étant donné la différence de dynamique temporelle des investissements en production et en réseau, il faut faire connaître aux producteurs à l'avance les prévisions de développement du système électrique et les éventuels signaux de localisation. La circulation de ces informations renforce l'effet d'incitation à long terme des signaux de localisation éventuellement mis en œuvre. Pour y parvenir, nous verrons au chapitre suivant qu'un GRT doit savoir anticiper ses investissements réseau, mais aussi prévoir les interactions entre ses investissements, les signaux de localisation qu'il émet et le comportement rationnel de raccordement des nouveaux producteurs.

Chapitre 4 COORDINATION DES INVESTISSEMENTS EN PRODUCTION ET EN TRANSPORT DANS UN SYSTÈME LIBÉRALISÉ

Introduction	226
Section 1 L'investissement réseau comme un problème d'anticipation	228
1. 1. Un besoin de coordination avec le transport qui varie selon la technologie de production.....	228
1. 2. Incertitudes du système libéralisé à intégrer dans la planification du réseau	232
1. 3. Le coût de production dans le calcul d'investissement du réseau	236
1. 4. Efficacité de l'anticipation des investissements réseau	241
1. 5. Conclusion de la section.....	257
Section 2 Une évaluation de l'interaction entre les signaux de localisation et les investissements en production et en réseau	259
2. 1. Signaux de coordination entre les investissements en réseau et en production dans un système électrique libéralisé.....	260
2. 2. Modèle d'investissement en réseau et en production dans un système électrique libéralisé	262
2. 3. Résultats et analyses.....	276
2. 4. Conclusion de la section.....	289
Conclusion du chapitre	291

INTRODUCTION

La production et le transport d'électricité sont des activités complémentaires qu'il est nécessaire de coordonner, à court terme comme à long terme. À court terme, leur coordination doit permettre une utilisation optimale des infrastructures de transport existantes. À long terme, cette coordination doit assurer que les raccordements des moyens de production se localisent en prenant en compte le coût de développement du réseau.

Dans un système libéralisé, la coordination entre les investissements en production et en transport peut être rendue plus difficile par le choix de technologie des producteurs. La réforme électrique a orienté les décisions d'investissement des producteurs vers des moyens de production dont le délai de réalisation est court, comme les centrales à cycle combiné gaz ou les fermes éoliennes. Cependant, les oppositions locales au passage des lignes électriques n'ont cessé de croître, rallongeant le temps nécessaire à la réalisation des ouvrages de transport, parfois au point d'empêcher totalement leur construction. Ces délais de réalisation sont d'autant plus dommageables que les capacités de production de ces nouvelles centrales sont d'une taille significative par rapport aux capacités des lignes du réseau de transport. Le raccordement de ces moyens de production peut donc créer de nouvelles congestions.

Dans l'idéal, des signaux de localisation bien conçus permettent d'internaliser les externalités liées aux congestions, dans la mesure où les utilisateurs du réseau en connaissent une prévision fiable à long terme. Mais les indivisibilités des investissements en réseau¹⁸³ peuvent rendre difficile l'émission de signaux sur les contraintes du système, et elles compliquent notablement la conception des signaux de localisation de long terme. Par ailleurs, le chapitre précédent a montré que la structure de gouvernance du réseau peut influencer le choix de gestion des flux et mener à des choix d'options sous-optimales. Pour une certaine structure de gouvernance du réseau, le développement du réseau peut d'ailleurs être plus efficace pour traiter une externalité que son internalisation dans des signaux de court terme. Le module d'investissement du réseau acquiert ainsi une place centrale dans la coordination de la production et du transport d'électricité en permettant de lever les congestions. Le GRT doit intégrer à cette coordination les incertitudes liées aux investissements en production les plus rapides à se construire et prendre en compte également l'interaction entre ses investissements réseau et les effets incitatifs des signaux de localisation éventuellement mis en œuvre.

Le premier objectif de ce chapitre est de montrer qu'il est efficace d'anticiper les investissements réseau, même si la libéralisation du système électrique a compliqué cette tâche. Cette stratégie est efficace pour le GRT minimisant les coûts du réseau, même si les

¹⁸³ Un bien est dit indivisible lorsqu'il n'est disponible qu'en quantités fixes, standardisées et non continues (cf. chapitre 1 section 1.3.3.1).

investissements des producteurs restent incertains. Le second objectif est d'analyser les interactions entre les investissements, en réseau et en production, et certaines options de conduite du système et d'incitation à la localisation à long terme. Peu de modèles ont pris en compte les interactions entre les signaux de localisation et les investissements en production et en réseau (Sauma-Oren [2006a, b]). Certaines simulations prennent en compte les indivisibilités des lignes électriques, mais en gardant une modélisation qui ignore l'indivisibilité comme caractéristique centrale des investissements du réseau compliquant notablement la coordination entre production et transport. De même, ces modèles n'intègrent pas de signaux de localisation de long terme. Ces derniers ne sont généralement étudiés que d'un point de vue statique, et très rarement dans la dynamique des interactions avec les investissements en réseau et en production (Olmos [2006]). Pour prendre en compte ces deux éléments particuliers au réseau de transport, les indivisibilités et les incitations à la localisation à long terme, nous évaluerons l'interaction entre les signaux de localisation et les investissements à l'aide d'une simulation numérique adéquate.

La première section évaluera l'efficacité de l'anticipation des renforcements du réseau. L'anticipation consiste à prendre en compte, suffisamment longtemps à l'avance, les incertitudes ayant le plus d'impact sur le dimensionnement des capacités de transport du réseau. Parmi ces incertitudes, nous nous concentrerons sur celles qui sont les plus déterminantes, à savoir les raccordements de nouveaux moyens de production. Pour mettre en œuvre ce processus, le GRT doit anticiper alors les démarches administratives préalables à la construction des renforcements du réseau. Mais l'anticipation a un coût, celui des démarches administratives si le renforcement du réseau ne se concrétise pas. Malgré ce coût et une incertitude sur la réalisation effective de l'investissement, nous verrons que le GRT gagne tout de même à anticiper les renforcements du réseau.

La seconde section évaluera, à l'aide d'un modèle d'investissement simple mais réaliste, les interactions entre les investissements en production et en réseau et certaines options de gestion des flux. Nous montrerons que la meilleure option de conduite du réseau, le pricing nodal, ne peut pas coordonner à long terme la production et le transport d'électricité, même en ne considérant qu'une des caractéristiques des investissements en réseau, les indivisibilités. Par ailleurs, la structure de gouvernance du réseau peut contraindre à mettre en œuvre la conduite du système par redispatching. Nous montrerons alors que le tarif avec participation moyenne peut améliorer considérablement la coordination entre production et transport d'électricité. Même si l'application de ce tarif n'assure pas l'optimalité des investissements. Nous constaterons alors que le choix des paramètres de ce tarif en modifie l'effet incitatif sur la localisation de la production.

Section 1 L'INVESTISSEMENT RÉSEAU COMME UN PROBLÈME D'ANTICIPATION

Dans un système libéralisé, la coordination de la production et du transport est d'autant plus problématique que certains moyens de production se construisent très rapidement comparativement à l'échelle de temps des investissements du réseau. Cette différence de rythmes temporels génère de nombreuses incertitudes pour la planification du réseau. Mais, en anticipant les raccordements de ces moyens de production, le GRT peut adapter le développement de son réseau en conséquence. En favorisant l'accueil des nouveaux moyens de production, l'anticipation des investissements du réseau tient une place centrale pour coordonner les investissements en production et en transport.

Cette section montre ainsi que l'anticipation des investissements du réseau permet une meilleure coordination à long terme entre la production et le transport. Cette stratégie d'anticipation doit être concentrée sur les moyens de production dont la dynamique d'investissement génère le plus d'incertitudes. D'autres sources d'incertitudes doivent aussi être intégrées dans la planification du réseau. Ces incertitudes ont plusieurs sources. Elles peuvent ainsi provenir du fonctionnement des moyens de production, du comportement plus ou moins concurrentiel des acteurs sur le marché électrique ou des effets de frontières entre zones de responsabilité. Nous allons voir que des outils de planification existent et permettent d'évaluer l'effet de ces incertitudes sur le développement du réseau de transport. Enfin, l'efficacité de l'anticipation des investissements du réseau doit être mesurée car la phase administrative préalable à la construction du réseau a un coût, qui doit être pris en compte si l'investissement ne se réalise pas.

Cette section est organisée comme suit. Tout d'abord, nous montrerons que le besoin de coordination entre la production et le transport varie selon la technologie de production considérée. Ensuite, nous montrerons qu'à l'aide d'outils statistiques le GRT doit intégrer dans la planification du réseau des incertitudes d'origines différentes. Puis nous constaterons que, pour justifier ses investissements, le GRT n'a d'autre choix que d'utiliser des données normatives de coût de production pour évaluer le coût des externalités de réseau. Enfin, nous évaluerons l'efficacité de l'anticipation des investissements du réseau en fonction du coût de cette anticipation, de la probabilité de réalisation de l'investissement et de l'écart de rythmes temporels entre les investissements en production et en réseau.

1. 1. UN BESOIN DE COORDINATION AVEC LE TRANSPORT QUI VARIE SELON LA TECHNOLOGIE DE PRODUCTION

Dans un système libéralisé où la production et le transport sont séparés, le besoin de coordination entre les investissements en réseau et en production varie en fonction de la

technologie de production. En effet, le temps de réalisation d'une ligne électrique est généralement plus long que le temps de réalisation de certaines technologies de production.

Ainsi, le temps de réalisation d'une ligne électrique est au minimum de cinq ans et en moyenne de sept à dix ans en Europe (ETSO [2006b]). Il se découpe en deux phases. La première phase consiste à réaliser les démarches administratives qui donnent le droit au GRT de construire la ligne. Cette phase d'obtention des accords administratifs dure au minimum trois ans. Mais, en pratique, elle s'étend sur cinq ans en moyenne. La seconde phase est celle de construction de l'ouvrage. Elle est relativement courte, de l'ordre de deux ans, et présente peu d'incertitudes. La phase d'obtention des accords administratifs constitue donc la phase cruciale du temps de réalisation d'un ouvrage. C'est cette période qui fait peser le plus d'incertitudes sur la réalisation finale de l'ouvrage à cause des oppositions locales au passage des lignes électriques (avec pour conséquence le report ou l'impossibilité de réaliser l'ouvrage).

Le délai entre les investissements réseau et ceux en production varie notablement suivant la technologie de production. Par ailleurs, l'apport en puissance des nouveaux investissements en production peut être conséquent sur un temps très court (tableau 4.1). Le raccordement de ces moyens de production peut alors créer des congestions importantes, le temps que le GRT développe le réseau nécessaire à l'évacuation de cette puissance.

Tableau 4.1 Délai de réalisation d'une unité de production suivant sa technologie
Sources : RAE [2004], DGEMP [2003]

Technologie	Temps de réalisation	Taille indicative (MW)	Rapport taille sur temps de construction (MW/an)
<i>Turbine à Combustion</i>	1 an	40	40
<i>Charbon</i>	4 à 5 ans*	150, 480, ou 1600*	30 à 400*
<i>Cycle combiné Gaz</i>	2 ans	800	400
<i>Nucléaire</i>	5 à 7 ans	1600	200 à 300
<i>Hydraulique</i>	-	-	-
<i>Eolien onshore</i>	2 ans	24	12
<i>offshore</i>	2 ans	96	48

*Suivant les technologies

Les technologies nucléaire et charbon ont ainsi des dynamiques qui se rapprochent du rythme des renforcements réseau et leur localisation peut être traitée en temps utile. Par ailleurs, ces moyens de production ont de fortes contraintes de site, notamment de source d'eau froide pour les plus grosses centrales, qui les rendent peu sensibles à des signaux fins de localisation. À l'inverse, les Cycles Combinés au Gaz (CCG) et les fermes éoliennes se construisent et se raccordent plus vite que le réseau ne peut se modifier pour les accueillir.

Ces nouvelles unités de production sont donc potentiellement sources de congestions importantes dans l'intervalle temporel de renforcement du réseau.

Ce phénomène devient très important car ces technologies, CCG et éoliennes, sont les plus rapides à se construire et sont préférées actuellement en Europe et aux États-Unis¹⁸⁴. Pour les CCG, trois éléments expliquent cette préférence (Glachant [2006]). Tout d'abord, le besoin en capital des CCG est faible comparé aux autres moyens conventionnels de production en base ou en semi-base tels que le charbon ou le nucléaire. Ensuite, dans les années 90, le faible coût du gaz assurait au CCG le coût marginal de production le moins cher. Enfin, un dernier élément lié au précédent favorise le CCG, le rendant moins sensible au coût du combustible et donc moins risqué que les autres moyens de production. En effet, les investissements CCG induisent et accroissent la corrélation entre les prix de l'électricité et ceux du gaz, assurant de fait un revenu d'autant plus constant aux producteurs en CCG que cette technologie représente une part croissante dans le mix énergétique. Roques *et al.* [2006] montrent ainsi que plus la part des CCG est importante dans le mix énergétique, moins l'investissement en CCG est risqué. En conséquence, plus le CCG a une part importante dans le mix énergétique, plus les investisseurs sont incités à investir dans cette technologie même si l'augmentation du prix du gaz finit par rendre cette technologie moins compétitive que le charbon, par exemple.

Le temps de construction des CCG est relativement court puisqu'il est de l'ordre de deux à trois ans (RAE [2004], DGEMP [2003]). C'est donc un moyen de production qui permet de répondre rapidement aux besoins du marché électrique. La capacité standard de 800 MW des CCG est non négligeable par rapport à la capacité des lignes électriques entre 1000 et 2500 MW pour les niveaux de tension où ils se raccordent (400 kV ou 225 kV). Les CCG ont aussi la particularité d'être flexibles en termes de localisation car le gaz est une énergie primaire qui est facilement transportable au moyen d'un réseau de gazoduc. Mais le réseau de gaz peut également présenter des congestions et le prix du gaz peut donc varier d'un point à un autre du réseau de gaz. Les centrales au gaz s'installent donc autant que possible au plus près des points d'entrée du réseau de gaz pour réduire leur coût lié à l'approvisionnement en combustible.

Parallèlement à la volonté d'introduire de la concurrence en production, la réforme du secteur électrique a aussi favorisé le développement des Énergies Renouvelables (ENR). Car elles permettent de produire de l'électricité avec un minimum d'externalités environnementales (Lamy [2004]). Bien que la technologie éolienne ne soit pas compétitive comparée aux sources conventionnelles d'énergie, divers instruments de subventionnement

¹⁸⁴ Dans une moindre mesure pour les CCG aux États-Unis où le charbon redevient le moyen de production le moins cher à l'horizon 2010-2025 selon certaines études (Glachant [2006]).

soutiennent leur développement¹⁸⁵. Dans de nombreux pays, ces mécanismes permettent le développement important et rapide de la production électrique éolienne car ils assurent une rentabilité garantie pendant une longue période aux investisseurs choisissant cette technologie¹⁸⁶. Ainsi ces dix dernières années, trois gigawatts d'éolien ont été installés au Danemark, dix en Espagne et vingt en Allemagne¹⁸⁷.

Cette situation pose problème pour deux raisons. Premièrement, comparé au temps de développement du réseau, le temps de construction des fermes éoliennes est relativement court, puisqu'il est de l'ordre de deux à trois ans. Deuxièmement, le réseau doit s'adapter à cette arrivée massive de moyens de production atypiques tant par leur fonctionnement que par leur localisation. Ainsi ces moyens de production se raccordent généralement aux niveaux de tension les plus faibles (sur le réseau de répartition ou de distribution) du fait de leur faible capacité de production. Alors que ces niveaux de tension ont été conçus à l'origine pour alimenter la consommation, et non pour recevoir de la production décentralisée. Par ailleurs, bien que les fermes éoliennes soient des moyens de production distribués, ils sont géographiquement très concentrés dans les zones venteuses. Leur raccordement massif peut donc nécessiter un renforcement du réseau de grand transport pour évacuer leur production cumulée vers les centres de consommation.

La problématique ici soulevée est que le raccordement de ces deux technologies de production, les CCG et les fermes éoliennes, peut nécessiter des renforcements du réseau importants dont le délai de réalisation est substantiellement plus long que le délai de réalisation de ces centrales. Toutefois, il est possible de jouer sur le fait que ces moyens de production sont flexibles en termes de localisation (comparativement au nucléaire et au charbon)¹⁸⁸. Ils sont donc sensibles aux signaux de localisation et permettent une optimisation conjointe des investissements réseau et de la localisation des investissements en production. Cependant, il est déraisonnable de croire que la mise en œuvre des signaux de localisation pourrait être totalement efficace pour inciter la localisation de ces moyens de production, et ce pour deux raisons. Tout d'abord, à cause de la structure de gouvernance du réseau, la mise en œuvre de ces signaux de localisation n'est pas toujours possible. Ensuite, les producteurs subissent aussi d'autres contraintes de localisation, comme la disponibilité des terrains ou l'accès à l'énergie primaire dans le cas du gaz, qui peuvent rendre inopérants les signaux de coordination émis par le réseau de transport.

¹⁸⁵ Il existe trois principaux types de mécanismes de subventionnement pour les ENR, les appels d'offre, les mécanismes de prix (subventions, taxes), et les mécanismes de quantité avec des droits de propriété échangeables (certificats verts) (Finon-Perez [2006]).

¹⁸⁶ Et ce malgré une forte intensité capitalistique de ces investissements, de l'ordre de 1500 €/kW, soit du même ordre de grandeur que la production au nucléaire et au charbon (RAE [2004]).

¹⁸⁷ Source : www.ewea.org

¹⁸⁸ DGEMP [2003] pour les cycles combinés gaz et ETSO [2007a] pour l'éolien.

Le GRT peut également anticiper le raccordement de ces moyens de production et prévoir le développement de son réseau en conséquence. Dans ce cadre, la différence de dynamique temporelle d'investissement entre ces moyens de production et le réseau crée des incertitudes que le GRT doit intégrer pour le développement du réseau. Mais ces dynamiques ne sont pas la seule source d'incertitudes que le GRT doit prendre en compte pour planifier activement son réseau.

1. 2. INCERTITUDES DU SYSTÈME LIBÉRALISÉ À INTÉGRER DANS LA PLANIFICATION DU RÉSEAU

Certains moyens de production se développent plus vite que le réseau ne peut être renforcé. Dans le cadre de la séparation de la production et du transport d'électricité, cela génère des incertitudes conséquentes pour la planification du réseau, en particulier sur l'utilisation des infrastructures de transport (Smeers – Pérez-Arriaga [2003]). Sous le contrôle d'une régulation adéquate, le GRT doit réaliser les investissements qui minimisent le coût social en moyenne compte tenu des informations dont il dispose. En effet, ces informations relatives à la consommation et à la production vont conditionner l'utilisation future du réseau et la pertinence de ses investissements. On peut noter que l'évolution de la consommation est dans l'ensemble bien maîtrisée dans les exercices de planification, cela grâce au foisonnement des différents profils de consommation au niveau local. La consommation est donc une variable dont l'évolution est ainsi faiblement incertaine, relativement continue et connaissant peu de variations brusques¹⁸⁹. C'est pourquoi nous nous intéressons plus particulièrement aux incertitudes de la production sur les décisions d'investissement réseau car les raccordements de nouveaux moyens de production peuvent modifier considérablement l'utilisation du réseau.

Dans ce cadre, le GRT doit anticiper la puissance disponible et la dispatchabilité des moyens de production déjà raccordés, ainsi que la variable « localisation » des nouveaux raccordements (ou des déconnexions). Dans un système électrique interconnecté, le GRT doit également évaluer la pertinence de ses investissements face aux incertitudes des échanges transfrontaliers. Nous traiterons ces points successivement.

1. 2. 1. Incertitudes sur la disponibilité et la dispatchabilité d'une production existante

Le premier niveau d'incertitudes que subit le GRT lors de l'étude du développement de son réseau est celui à système donné, c'est-à-dire la disponibilité et la dispatchabilité des moyens de production existants (cf. chapitre 1 section 1.2.2). Dans ce cadre, il faut distinguer les moyens de production conventionnels (au nucléaire, charbon, gaz, etc.), pour lesquels l'exploitant peut déterminer et moduler la puissance produite, des moyens à production fatale,

¹⁸⁹ Toutefois, la question se pose d'une éventuelle inflexion durable de la consommation.

pour lesquels l'exploitant subit la puissance produite et ne peut déterminer ni moduler le volume de production qui est fixé par les conditions extérieures (le vent pour les éoliennes par exemple – Hiroux [2007]). Les moyens de production conventionnels sont dits dispatchables et les moyens à production fatale sont dits non-dispatchables.

Pour les moyens de production dispatchables, la disponibilité moyenne des différents types de centrales est relativement bien connue grâce aux données historiques. Néanmoins, l'échelonnement de la maintenance des différentes centrales peut varier. La combinatoire des plans de maintenance des différents producteurs peut alors créer des congestions que le GRT doit prendre en compte dans la planification du réseau.

La puissance des moyens de production non-dispatchables à prendre en compte pour dimensionner le réseau n'est pas leur puissance maximale, contrairement aux moyens de production conventionnels (cf. chapitre 1 section 1.2.2.4). Pour les centrales non-dispatchables, il est nécessaire de regarder le productible¹⁹⁰ et sa répartition sur l'ensemble de l'année¹⁹¹. Ces données doivent être fournies par le producteur, notamment lors de sa demande de raccordement. Dans le cadre de signaux de localisation adéquats, un producteur reçoit les bonnes incitations pour communiquer au GRT le productible prévisible de ses générateurs. Si le producteur surévalue son productible, le réseau sera surdimensionné par rapport au besoin du producteur et ce dernier devra supporter des coûts de réseau plus importants. Si son productible est sous-évalué, le producteur devra limiter sa production à cause des congestions sur le réseau¹⁹².

L'intégration des incertitudes dues à la disponibilité et la dispatchabilité de la production repose sur une analyse statistique des différents scénarii possibles grâce à une méthode de Monte Carlo (Deladreue [2002], Henry *et al.* [2004], Paul *et al.* [2004]). Il est ainsi possible de probabiliser les différents événements en s'appuyant sur les historiques de production. Ceci permet de probabiliser l'apparition d'une congestion sur le réseau, ainsi que sa durée et les modifications du plan de production que son traitement nécessite.

Nous venons de voir les incertitudes sur le système électrique existant. Nous présentons maintenant les incertitudes affectant l'évolution du système.

¹⁹⁰ Le productible est le diagramme des occurrences des puissances atteintes par une centrale à production fatale (par exemple une éolienne, cf. chapitre 1 section 1.2.1.6).

¹⁹¹ En prenant en considération ces éléments, on peut voir que les éoliennes par exemple génèrent peu de contraintes en réalité sur le réseau électrique (Bayem *et al.* [2007]).

¹⁹² À l'inverse, il serait donc contre-incitatif pour le GRT de s'engager à définir lui-même les hypothèses de production. Si le GRT surévaluait le productible, il surdimensionnerait le réseau. Par ailleurs, obtenir ces informations de la part du producteur est un gage du sérieux du projet de raccordement. En effet, ce sont des éléments qui paramètrent certains mécanismes de subventionnement (voir par exemple CRE [2005]).

1. 2. 2. Incertitudes sur les nouveaux raccordements de la production

Au-delà des incertitudes à système donné, le GRT doit aussi prendre en compte les incertitudes sur l'évolution du système électrique. En particulier, l'incertitude découlant des futurs raccordements et des déconnexions des centrales de production existantes est une variable déterminante pour les investissements réseau. Compte tenu du rapport entre les capacités de production considérées et la « capacité d'accueil » du réseau¹⁹³, le raccordement de nouveaux moyens de production est historiquement une variable sensible pour le réseau de grand transport¹⁹⁴. La même chose pourrait se produire sur le réseau de répartition à mesure que les moyens de production décentralisés s'y raccordent¹⁹⁵. En effet, le raccordement d'un nouveau moyen de production modifie en profondeur les flux observés sur le réseau et donc les besoins d'investissement. Pour déterminer les zones où de futurs raccordements sont possibles, le GRT peut s'appuyer sur les opportunités d'approvisionnement en termes d'énergie primaire. C'est ce qui est fait par exemple pour le plan de développement des interconnexions du Nordel [2004b], pour le schéma de développement du réseau de transport de la Norvège (Statnett [2005]), ou pour l'étude fédérale des congestions aux États-Unis (USDoE [2006]). L'anticipation du raccordement de moyens de production dans ces zones n'est pas un engagement ferme du GRT à investir. En effet, les délais de réalisation de ses investissements en réseau lui permettent le cas échéant de les annuler ou de les repousser si les conditions qui justifient ces investissements ne se réalisent pas ou sont retardées.

La méthode de Monte Carlo précédemment présentée pour prendre en compte la disponibilité et la dispatchabilité des moyens de production peut aussi être appliquée pour intégrer les incertitudes sur le raccordement des nouveaux moyens de production (Bayfield *et al.* [2006]). Mais il est difficile de donner *a priori* une probabilité aux décisions de localisation des producteurs¹⁹⁶. Néanmoins, le raccordement d'un producteur est sans doute d'autant plus vraisemblable qu'il est avancé dans les procédures de raccordements de sa centrale. De façon analogue, si le paiement du raccordement est échelonné, son avancement est une garantie d'une demande de raccordement sérieuse. Il en est de même concernant le paiement des études de raccordement qui est un bon indicateur du degré d'avancement du projet.

¹⁹³ La « capacité d'accueil » d'un nœud (ou d'une zone) du réseau est la capacité nodale (ou zonale) de production ou de consommation qui peut être raccordée en ce nœud (ou cette zone) sans créer de nouvelles congestions (cf. chapitre 2 section 2.2.1.3).

¹⁹⁴ Le réseau de grand transport est maillé à l'échelle nationale et internationale et sa tension est supérieure à 150 kV (cf. chapitre 1 section 1.3).

¹⁹⁵ Le réseau de répartition a un statut hybride entre le transport et la distribution d'électricité. Ainsi, il peut être maillé ou arborescent et sa tension se situe entre 50 et 150 kV (cf. chapitre 1 section 1.3).

¹⁹⁶ Par exemple, 14 GW d'éoliens avaient fait une demande de raccordement en France en 2003 (Chabot [2003]). Mais, seuls 2 GW sont en fonctionnement en 2007.

Nous venons de voir comment les incertitudes en dynamique au sein de la zone de responsabilité du GRT pouvaient être gérées. Nous étudions maintenant les problèmes posés lorsque le réseau est interconnecté et découpé en zones de responsabilité, et comment le GRT doit alors prendre en compte les incertitudes sur les échanges entre zones.

1. 2. 3. Incertitudes sur les échanges entre zones de responsabilité

Les échanges transfrontaliers d'électricité sont très volatiles tant pour des raisons techniques (accroissement conséquent de la part de l'éolien dans le mix énergétique de certains pays) que pour des raisons économiques (volatilité des différentiels de prix entre pays) (Hadsell-Shawky [2006]). Suivant les zones d'études pour les investissements du réseau (grand transport, réseau de répartition « frontalier »), les interconnexions et la volatilité des flux transfrontaliers peuvent être des variables à considérer.

Deux problèmes se posent alors pour évaluer l'influence des flux transfrontaliers sur un investissement en réseau. Tout d'abord, les zones de responsabilité voisines ne sont pas toujours coordonnées afin d'assurer une utilisation optimale des infrastructures, quoiqu'on observe une convergence progressive des systèmes électriques sur ce point (voir chapitre 2 section 2.1.4 et chapitre 3 section 1.2.2.3). Ensuite, il n'existe pas de produits financiers aux horizons temporels de planification du réseau (dix à vingt ans) donnant une information sur les échanges entre zones anticipés par les acteurs de marché (Defeuilley-Meunier [2006]).

Ces deux éléments créent des incertitudes pour le développement du réseau, car faute d'avoir les informations nécessaires en provenance de ses voisins, un GRT ne peut que tester la pertinence de ses investissements pour différents scénarii d'échanges entre zones de responsabilité. Comme pour les autres incertitudes dans la planification du réseau, celles des échanges entre zones sont traitées grâce aux outils statistiques de la méthode de Monte Carlo (De Dios-Martín [2006]).

Toutefois, un développement de réseau à l'échelle d'une seule zone de responsabilité, alors que les acteurs de marché mettent en place des stratégies d'exploitation et d'investissement sur plusieurs zones, montre la limite de cette approche. L'unique alternative est alors une coordination accrue où les GRT partagent les conditions d'exploitation de leur réseau et de l'évolution de leur système (réseau, raccordements et déconnexions).

Pour évaluer les coûts évités grâce aux investissements en réseau, le GRT doit compléter les données de capacité et d'énergie produite en s'appuyant sur le coût de fonctionnement des différentes centrales de production.

1. 3. LE COÛT DE PRODUCTION DANS LE CALCUL D'INVESTISSEMENT DU RÉSEAU

Dans un cadre de règles d'exploitation données (définies par l'UCTE [2004] en Europe, par la NERC¹⁹⁷ aux États-Unis par exemple), les investissements réseau se justifient si leur coût est moindre que les coûts qu'ils évitent. On distingue trois types de coûts évités : le coût de congestion, le coût des pertes et le coût de l'Énergie Non Distribuée (END). Jusqu'à présent, la dérégulation n'a pas changé fondamentalement la valeur généralement attribuée au coût de l'END qui est appliqué lorsqu'il est nécessaire de délester de la consommation (Stoft [2006]). C'est pourquoi nous nous concentrons sur les coûts de congestion et des pertes.

Pour calculer ces coûts, le GRT n'a plus directement accès au coût des moyens de production. Or ces coûts de production sont nécessaires pour quantifier le besoin de renforcer le réseau de transport. La dérégulation du système électrique conduit donc à s'interroger sur le calcul du coût d'opportunité des investissements en réseau. Nous traitons ce problème sous trois angles complémentaires. Premièrement, nous nous demandons quelles sont les données que le GRT peut utiliser pour justifier ses investissements réseau. Deuxièmement, nous chercherons dans quelle mesure le GRT doit prendre en compte l'effet de ses investissements sur le pouvoir de marché local des producteurs. Enfin, nous montrons que le calcul du coût de congestion pour la planification du réseau doit s'effectuer en prenant en compte les mécanismes de subventionnement dont bénéficie l'énergie éolienne.

1. 3. 1. La question des données concernant le coût de production

Dans un système libéralisé, la gestion du réseau de transport est soumise au prix de marché de l'énergie. La valorisation des pertes et des congestions doit donc logiquement s'effectuer à partir des prix de marché. Cependant, aucun prix de marché n'est disponible aux horizons de temps de la planification du réseau de transport. La planification du réseau de transport s'effectue à long terme, pour les dix ou quinze années à venir, voire au-delà. Et aucun produit de marché n'a de termes au-delà de trois ans. Néanmoins, si le marché de l'électricité est concurrentiel, le prix de marché doit refléter le coût de l'unité marginale de production. Le GRT peut donc s'appuyer sur ce coût marginal pour évaluer le coût des congestions et des pertes et planifier son réseau en conséquence.

Le problème est ici que le coût marginal des moyens de production n'est pas nécessairement une information qui est immédiatement accessible au GRT. En effet, le GRT ne connaît pas directement ce coût car il est séparé de la production¹⁹⁸. Par ailleurs, si le GRT est toujours l'opérateur du système électrique, il n'est pas toujours l'opérateur de marché. Et

¹⁹⁷ www.nerc.com

¹⁹⁸ Et les producteurs n'ont *a priori* aucune raison de révéler leurs coûts.

les règles du marché n'obligent pas toujours à associer une offre à un moyen de production¹⁹⁹. De plus, le GRT n'a donc pas à s'engager de lui-même sur des données relatives à la production. Il serait même contre-incitatif que le GRT établisse lui-même les coûts de production, données d'entrée du calcul d'investissement²⁰⁰.

Le GRT et le régulateur peuvent néanmoins s'appuyer sur des données normatives issues d'études publiques (DGEMP [2003]) ou indépendantes (CSFB [2004], RAE [2004], et voir Glachant [2006] pour d'autres références analogues) pour quantifier les coûts de conduite du système évités grâce à un investissement du réseau. Dans certains systèmes électriques, des audits sont requis par le régulateur et/ou le GRT auprès des producteurs pour connaître leur coût marginal de production²⁰¹. Les audits de coût marginal de production et les études indépendantes se complètent ainsi de la manière suivante. Les audits de coûts offrent une vision sur les coûts actuels de production, tandis que les études indépendantes offrent une vision plus prospective sur les coûts de production. De ce fait, les données de coût de production des études indépendantes sont donc utilisées en priorité pour l'anticipation de raccordements et de renforcements. Finalement, le GRT peut s'appuyer sur ces deux sources de données de coût marginal de production pour valoriser les pertes et les congestions lors de la planification du réseau de transport.

Toutefois, le coût marginal de production n'est pas toujours la donnée la plus pertinente pour évaluer le coût de congestion du réseau, et donc le besoin d'investissement du réseau. En effet, les usagers du réseau peuvent exercer leur pouvoir de marché. Il est donc nécessaire de se demander si le GRT doit prendre en compte cette distorsion du marché dans la planification de son réseau.

1. 3. 2. La prise en compte du pouvoir de marché des producteurs dans le calcul d'investissement du réseau

Pour développer son réseau, le GRT peut être amené à considérer le gain que permet son investissement en réduisant le pouvoir de marché local des producteurs²⁰². Certaines approches réglementaires contraignent en effet le GRT à prendre en compte l'effet de ses investissements réseau sur le pouvoir de marché local des producteurs (CAISO-LEI [2003],

¹⁹⁹ Sur une bourse d'électricité, une offre n'a pas besoin d'être associée à un moyen de production, alors que sur un pool, cette association est obligatoire (Boisseleau [2004]).

²⁰⁰ En choisissant les coûts de production dans son calcul d'investissement, le GRT pourrait justifier de plus d'investissements réseau que nécessaires.

²⁰¹ Ces audits de coût de production servent de diverses façons à réguler le marché électrique. En Argentine, ces audits sont nécessaires car les offres de production se font toujours au coût marginal (*cost-based*) (Pollitt [2004]). À PJM [2004b], le prix d'offre des moyens de production est limité grâce à un *bid cap* appliqué lorsqu'ils sont en situation dominante pour lever une congestion.

²⁰² Cf. chapitre 2, note 61 et page 81 pour une définition du pouvoir de marché local.

Rosellón [2003], AER [2005]). Dans ce cas, le développement du réseau permet de réduire le pouvoir de marché des producteurs car il permet de lever les congestions sur le réseau et ainsi d'éviter la fragmentation du marché.

Mais ces approches réglementaires ne sont pas majoritaires et présentent certaines difficultés conceptuelles. En effet, à ce jour, la modélisation du pouvoir de marché reste un exercice difficile. Une modélisation simulant un comportement où l'acteur chercherait à maximiser son profit quoiqu'il arrive est peu réaliste et difficile à concevoir (Smeers [2005]). Par ailleurs, même en estimant le pouvoir de marché local sur la base d'observations du marché, il n'est nullement acquis que les acteurs conservent le même comportement stratégique sur le long terme²⁰³.

Une autre approche réglementaire pour encadrer le pouvoir de marché local consiste à ignorer l'effet des investissements réseau sur le pouvoir de marché local des producteurs et à le traiter par la régulation et la surveillance du marché électrique (Helman [2006]). Cette approche évite les écueils conceptuels précédents. Par ailleurs, la surveillance du pouvoir de marché est moins coûteuse que le traitement du pouvoir de marché par les investissements réseau. En effet, elle permet de se prémunir à long terme contre la réapparition du pouvoir de marché, ce que n'assurent pas les investissements en réseau.

Le GRT doit donc s'appuyer avant tout sur le coût marginal de production pour évaluer le coût des congestions et des pertes. Toutefois, nous voyons dans la suite que le coût marginal de production des Énergies Renouvelables (ENR) subventionnées n'est pas la donnée la plus pertinente pour l'intégration de ces énergies dans la planification du réseau. En effet, le comportement de ces producteurs est davantage influencé par le mécanisme de subventionnement qui leur est accordé que par leur coût marginal de fonctionnement.

1. 3. 3. Prise en compte des moyens de production subventionnés dans le calcul d'investissement du réseau

Les producteurs éoliens ne sont pas rémunérés par le marché électrique mais bénéficient de subventions en fonction de la quantité d'énergie produite (Hiroux [2007])²⁰⁴. Le productible de ces centrales est intermittent et fatal. Leur coût marginal est donc proche de zéro (RAE [2004]). Mais la nullité de leur coût marginal ne reflète pas le comportement de ces producteurs ni la valeur que le mécanisme de subventionnement donne à cette énergie. Ainsi une limitation de leur production pour décongestionner le réseau sans contrepartie

²⁰³ Lagarto *et al.* [2006] montrent ainsi que le comportement des électriciens espagnols a significativement changé entre 2004 et 2005.

²⁰⁴ Pour pouvoir se développer, les éoliennes doivent être subventionnées car elles sont moins compétitives que les autres moyens de production (RAE [2004]). Les subventions qui leur sont accordées peuvent prendre différentes formes : les mécanismes de prix appelés « Tarif d'Achat Garanti », les mécanismes de quantités appelés « Certificats Verts » et les appels d'offre (Finon-Perez [2006]).

financière suffisante prive alors ces producteurs d'une part de revenu, et ce même dans un système où le coût de congestion est socialisé.

Pour prendre en compte cette perte de revenu des producteurs éoliens, le GRT doit considérer que ces moyens de production ont un coût de « non-production » (ou d'ajustement à la baisse) négatif dont la valeur absolue est déterminée par le niveau de leur subventionnement. Le coût marginal des producteurs éoliens ne reflète donc pas leur comportement économique en cas de limitation de production. En effet, lorsque l'énergie primaire des producteurs fatals est disponible mais qu'ils ne peuvent pas produire à cause de limitations réseau, ces producteurs ont un coût d'opportunité à ne pas produire. Ce coût de « non production » est négatif et égal à leur subventionnement en valeur absolue. Pour le démontrer, nous considérons la fonction de maximisation suivante. Cette fonction représente le profit d'un producteur fatal subventionné en fonction de la puissance fatale (\overline{P}_e) qu'il pourrait produire au maximum et de la puissance P_e que le GRT lui impose à cause de congestions sur le réseau.

$$\max_{P_e} S \times P_e + p_A (P_e - \overline{P}_e) \quad (4-1)$$

Sous contraintes de

$$\begin{cases} 0 \leq P_e & \lambda_1 \\ P_e \leq \overline{P}_e & \lambda_2 \end{cases} \quad (4-2)$$

Avec :

- S le subventionnement en €/MWh ;
- P_e la production courante du producteur fatal qui peut être limitée à la demande du GRT ;
- \overline{P}_e la production fatale maximale compte tenu de la disponibilité de l'énergie primaire (le vent dans le cas d'une éolienne). \overline{P}_e est une variable stochastique donnée dans le cadre de notre maximisation ;
- p_A le prix d'ajustement à la baisse, ou le prix nodal au nœud du producteur fatal suivant l'option choisie pour la conduite du système ;
- l'ajustement à la baisse est déterminé par $P_e - \overline{P}_e$.

Nous cherchons la condition pour qu'un producteur fatal subventionné accepte un ajustement à la baisse, nécessaire à cause d'une congestion par exemple. Nous souhaitons

donc que $0 \leq P_e < \overline{P_e}$, c'est-à-dire, en terme de variables duales, que $\lambda_1 \geq 0$ et $\lambda_2 = 0$. Avec ces conditions, à partir de la dérivation du lagrangien²⁰⁵, on obtient la relation $-S \geq p_A$.

En conclusion, dans le cadre d'un subventionnement pour les énergies renouvelables, pour que le prix d'ajustement incite le producteur éolien (par exemple) à diminuer sa production, ce prix doit être négatif et sa valeur absolue doit être au moins égale au subventionnement. Weigt [2006] montre également qu'en n'ajustant pas la puissance d'éoliennes même lorsqu'elles génèrent des congestions, le nœud auquel elles sont situées peut présenter un prix nodal négatif en cas de congestion importante, malgré un coût marginal de production nul. Ce prix signifie que le système est prêt à indemniser le producteur en question à hauteur du prix nodal pour qu'il arrête de produire. Le producteur éolien agit donc comme si son coût marginal était négatif et valait en valeur absolue la subvention qu'il percevait. Une congestion qui nécessite l'arrêt d'un producteur éolien prive le système électrique des externalités environnementales positives de ce producteur. Dans le cadre du développement du réseau de transport, les fermes éoliennes doivent donc être représentées avec un coût marginal fictif, négatif et égal en valeur absolue à la subvention qu'elles perçoivent.

Dans le même temps, ces moyens de production se raccordent généralement sur les niveaux de tension les plus bas. Auparavant, presque aucun moyen de production n'était raccordé sur les réseaux de répartition et de distribution. Seuls la consommation et le coût de l'Énergie Non Distribuée dimensionnent donc ces réseaux. Il existe un rapport cent environ entre le coût de l'END (10 000€/MWh) et le coût d'une congestion générée par une éolienne²⁰⁶. Il faut donc qu'une capacité conséquente d'éoliennes se raccorde pour effectivement influencer le dimensionnement du réseau à ces niveaux de tension.

Nous venons de présenter les éléments que le GRT doit prendre en compte pour planifier son réseau, soit les éléments qui créent une incertitude sur l'utilisation du réseau et les données que le GRT doit utiliser pour évaluer le coût de congestion et des pertes. Pour intégrer les incertitudes sur l'utilisation du réseau dans la planification de son réseau, le GRT doit anticiper les investissements en CCG et fermes éoliennes car ce sont ces moyens de production qui génèrent le plus d'incertitudes. Mais ce travail d'anticipation est coûteux. Il est

²⁰⁵ Le lagrangien du problème de maximisation de profit du producteur éolien s'écrit $L(P_e) = S \times P_e + p_A (P_e - \overline{P_e}) + \lambda_1 P_e$. En le dérivant par rapport à P_e , on a la relation $S + p_A + \lambda_1 = 0$. Or $\lambda_1 \geq 0$. D'où $-S \geq p_A$.

²⁰⁶ Lorsqu'une éolienne crée une congestion, sa production doit être baissée et la production de moyens de production conventionnels doit être augmenté d'autant. Pour simplifier le calcul, le coût du MWh d'une éolienne est de 65€/MWh et celui des moyens de production conventionnels est très approximativement de 35€/MWh. Au total, une congestion créée par une éolienne coûte donc au système environ $35 - (-65) = 100$ €/MWh.

donc nécessaire d'évaluer l'efficacité de l'anticipation des renforcements du réseau pour accueillir ces nouveaux moyens de production.

1. 4. EFFICACITÉ DE L'ANTICIPATION DES INVESTISSEMENTS RÉSEAU

Il existe une différence notable entre les dynamiques d'investissement en réseau et en production, notamment pour les filières de Cycle Combiné Gaz et des fermes éoliennes. Afin de ne pas freiner le développement de ces moyens de production, il peut être efficace d'anticiper leur arrivée afin de les accueillir au mieux. Le GRT peut anticiper le raccordement de ces producteurs et donc étudier par avance la possibilité de développer de la capacité d'accueil.

Pour les CCG, cette anticipation peut se faire parallèlement au développement de la capacité du réseau de gaz. Logiquement, le développement de nouveaux points d'entrée sur le réseau de gaz ou de nouveaux terminaux méthaniers peuvent attirer des investisseurs en CCG et modifier leur localisation sur le réseau électrique. Pour l'éolien, cette anticipation peut se faire dans le cadre d'un plan d'aménagement du territoire et de développement de cette énergie afin de faciliter l'identification des zones prioritaires de développement²⁰⁷. Plus généralement, cette démarche peut se faire en identifiant une source d'énergie primaire disponible qui nécessite le développement du réseau de transport d'électricité pour être exploité²⁰⁸. C'est par exemple la démarche qui a été adoptée pour le *National Transmission Congestion Study* du Département de l'Énergie des États-Unis (USDoE [2006]) et dans l'étude de développement des interconnexions du Nordel [2004b].

Outre le fait de compenser la différence de dynamique entre les investissements en réseau et en production, l'anticipation du raccordement des moyens de production pour développer le réseau de transport a d'autres vertus. Cette démarche du GRT, si elle est publique, permet une meilleure information des acteurs de marché. Notamment, elle permet de leur signifier de nouvelles opportunités de localisation et en termes d'énergie primaire. Elle permet aussi de signaler d'éventuels problèmes de sécurité d'approvisionnement. Certains moyens de production peuvent être géographiquement très concentrés, alors que le réseau de transport ne peut ou ne pourra pas évacuer la totalité de leur production en temps voulu vers les centres de consommation.

Une telle anticipation n'engage pas fermement le GRT à investir si cela ne s'avère pas nécessaire finalement. Car ayant obtenu les autorisations administratives préalables à la

²⁰⁷ C'est le cas des Zones de Développement Éolien en France (loi de programme du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique).

²⁰⁸ Dans le cas du gaz, c'est une énergie qui peut être transportée sans conversion. Aussi, le processus d'anticipation du GRT s'inscrit dans une démarche générale de minimisation du coût avec un arbitrage entre le coût de transport du gaz et le coût de transport de l'électricité.

construction de la ligne, le GRT peut ne décider de la réalisation effective d'une ligne qu'une fois que les hypothèses structurantes du projet se sont réalisées ou deviennent extrêmement probables. À l'inverse, un GRT qui cherche à minimiser le coût social peut décider d'annuler un projet de développement si les conditions requises ne se réalisent finalement pas. Les phases administratives préparatoires à la construction d'une ligne ont donc une valeur d'option appréciable si le GRT a plusieurs stratégies de développement à sa disposition (Boyle *et al.* [2006]).

Le GRT peut mettre en œuvre deux stratégies d'anticipation pour ses investissements. Le « GRT proactif » anticipe l'évolution du parc de production, alors que le « GRT réactif » développe son réseau uniquement à partir de sa connaissance des installations de production existantes ou qui vont être très prochainement raccordés au réseau. Sauma-Oren [2006a, b] montre que, dans un environnement incertain, sous l'hypothèse d'une anticipation sans coût, un GRT proactif est toujours plus efficace²⁰⁹ qu'un GRT réactif²¹⁰. Mais l'hypothèse d'un coût d'anticipation des investissements réseau nul ne se vérifie pas dans la réalité. Ce coût peut même être relativement élevé (Christiner [2007]).

Les paramètres essentiels pour évaluer l'efficacité de la « proactivité » du GRT sont donc les suivants : le coût d'anticipation des investissements, la différence de dynamique temporelle entre les investissements en production et en transport, et la probabilité de raccordement des producteurs. Nous allons mesurer l'influence de ces différents éléments sur l'opportunité d'un comportement proactif du GRT à l'aide d'un modèle décrit ci-dessous. Puis, nous illustrerons nos résultats sur deux cas représentatifs d'un raccordement de CCG et d'éoliennes.

1. 4. 1. Condition d'optimalité de l'anticipation des investissements du réseau

Dans un premier temps, nous présentons un modèle simplifié dont le coût de congestion est supposé donné et d'un niveau suffisant pour nécessiter un investissement réseau²¹¹. Dans notre modèle, nous mesurons dans quelle(s) condition(s) le GRT a intérêt du point de vue de la minimisation de l'espérance du coût social à anticiper le raccordement de ces moyens de production dont la dynamique d'investissement est plus courte que celle du GRT. Pour cela, nous considérons les deux cas suivant :

²⁰⁹ Du point de vue de la minimisation de l'espérance du coût social.

²¹⁰ Sauma-Oren [2006a, b] supposent aussi que les producteurs peuvent exercer leur pouvoir de marché. Or considérer le pouvoir de marché lors de la planification du réseau n'est pas pertinent car des mesures moins coûteuses peuvent permettre de réguler ce comportement (cf. 1.3.2).

²¹¹ La problématique de la méthode à utiliser pour le calcul des coûts de congestion sera abordée plus loin avec les cas concrets des raccordements de CCG et d'éoliennes (cf. 1.4.2).

- Un GRT proactif anticipe le raccordement des producteurs en réalisant préalablement la phase d'étude et de démarches administratives nécessaires à la construction en tant que telle du renforcement considéré.
- Un GRT réactif ne réalise l'étude et les démarches administratives nécessaires à son investissement qu'une fois le raccordement des producteurs effectué.

Nous supposons qu'une phase « à dire d'expert »²¹² s'est déroulée avant l'application de notre modèle afin de faire ressortir sur l'ensemble du réseau les points de raccordements les plus probables et les lignes qui peuvent s'en trouver contraintes. Cela revient à reproduire la démarche mise en pratique dans le *National Electric Transmission Congestion Study* du U.S. Department of Energy (USDoE [2006]). La phase « à dire d'expert » consiste à déterminer les renforcements importants du réseau qui seront nécessaires à terme d'après l'étude des zones où la concentration d'énergie primaire est importante et où les moyens de production sont susceptibles de se localiser. Notre modèle ne sert donc pas à trouver les lignes à développer. Notre modèle permet de trouver les lignes pour lesquelles les contraintes prévues sont telles qu'il faut anticiper l'étude de réseau associée et surtout les (longues) démarches administratives. Cette anticipation doit permettre d'accueillir le plus efficacement et le plus rapidement possible la production ciblée. Notre modèle peut aussi permettre de tester la robustesse d'un renforcement déjà décidé face à l'arrivée de nouveaux moyens de production CCG ou éoliens.

Notre critère pour déterminer l'efficacité du comportement proactif du GRT est fonction du coût de l'étude, du délai entre les temps de développement des moyens de production et du réseau et de la probabilité de développement de la production.

1. 4. 1. 1. Définitions et hypothèses

Pour chaque année i , nous définissons deux coûts de congestion, CS_i et CR_i respectivement sans et avec renforcement du réseau. Alors, quel que soit l'année i considérée, le coût de congestion sans renforcement est supérieur au coût de congestion avec renforcement du réseau. On a donc la relation $CS_i \geq CR_i$. Pour une année i donnée, le coût de congestion CS_i ou CR_i ne dépend que de la réalisation du renforcement du réseau, et non du moment de cette réalisation. Nous définissons alors deux fonctions de coût de congestion cumulé et actualisé sur plusieurs années d au taux d'actualisation a . La première, $CS(d)$ est le coût de congestion total actualisé pendant d années avant le renforcement du réseau. La seconde, $CR(d)$ est le coût de congestion total actualisé pendant dix ans après renforcement du

²¹² Le choix des zones à étudier pour la planification du réseau résulte donc d'un avis d'experts reconnus.

réseau à l'année d ²¹³. $CS(d)$ et $CR(d)$ s'expriment donc en fonction de CS_i et CR_i de la façon suivante :

$$CS(d) = \sum_{i=1}^d \frac{CS_i}{(1+a)^i} \quad \text{et} \quad CR(d) = \sum_{i=d+1}^{d+10} \frac{CR_i}{(1+a)^i} \quad (4-3)$$

À titre d'illustration, nous supposons que les termes $CS_i / (1+a)^i$ et $CR_i / (1+a)^i$ croissent linéairement dans le temps. La figure 4.1 représente ainsi les deux sommes $CS(d)$ et $CR(d)$. $CS(d)$ correspond au trapèze gris et $CR(d)$ correspond au trapèze noir sur cette figure.

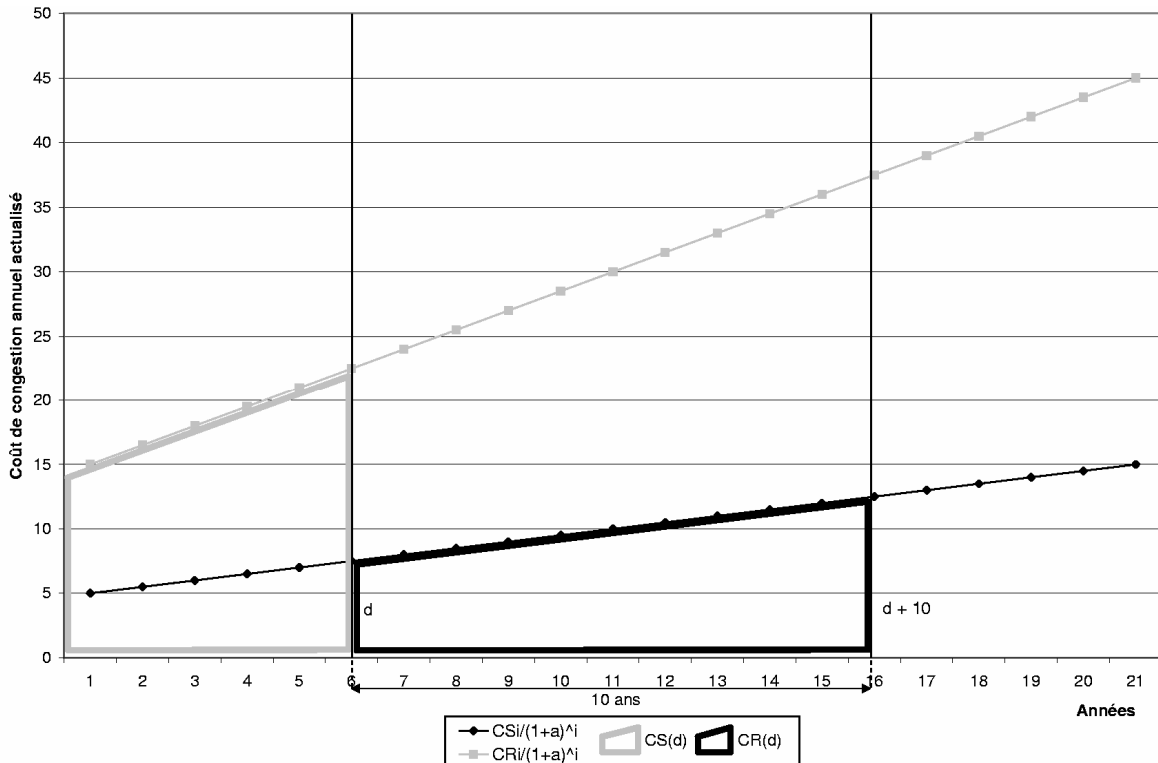


Figure 4.1 Définition de $CS(d)$ et $CR(d)$

Par hypothèse, le raccordement du moyen de production nécessite un renforcement du réseau dès l'installation de la centrale. Donc, le coût évité par le renforcement du réseau dès le raccordement du producteur est supérieur au coût d'investissement de ce renforcement. La figure 4.2 représente ce coût évité en fonction de $CS(10)$ et $CR(0)$.

²¹³ Les coûts évités grâce au renforcement du réseau ne sont évalués que sur dix ans pour deux raisons. Premièrement, il est difficile de connaître avec précision l'état du système électrique au-delà de dix ans. Deuxièmement, l'actualisation diminue considérablement les coûts au-delà de cet horizon temporel.

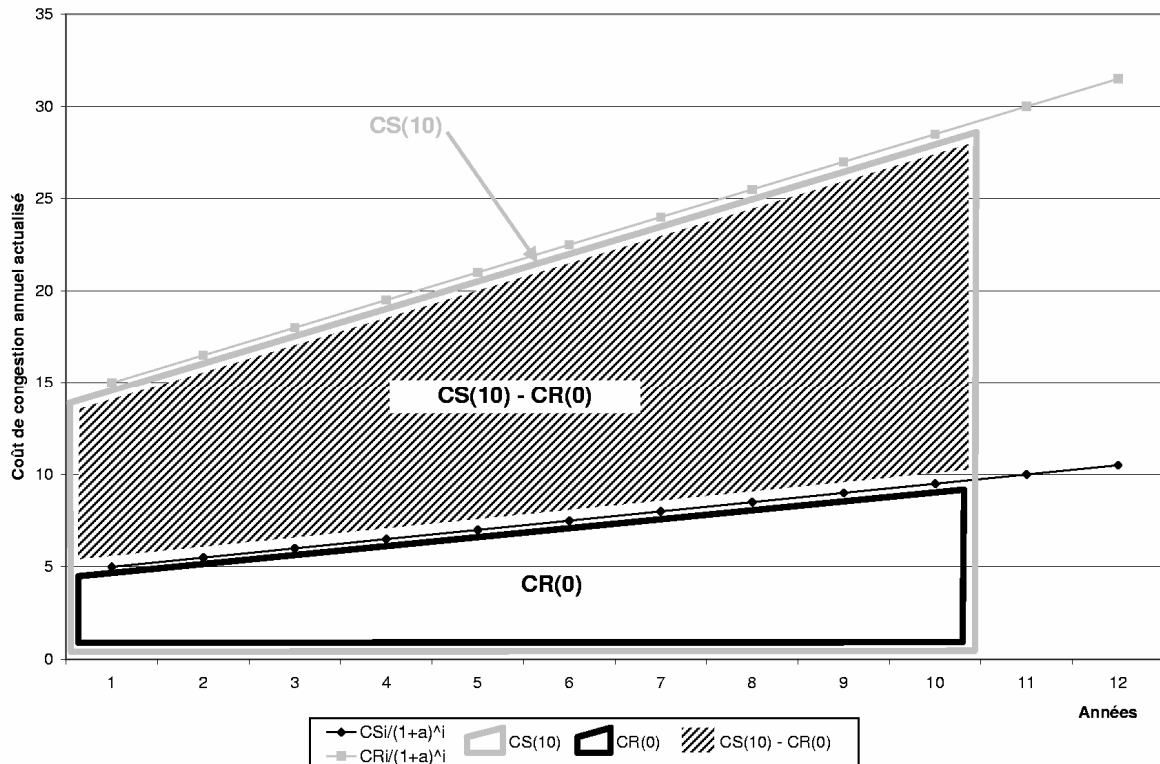


Figure 4.2 Illustration et expression du coût évité par le renforcement du réseau en fonction de $CS(10)$ et $CR(0)$

La relation suivante lie donc $CS(10)$, $CR(0)$ et le coût I du renforcement :

$$CS(10) - CR(0) \geq I \quad (4-4)$$

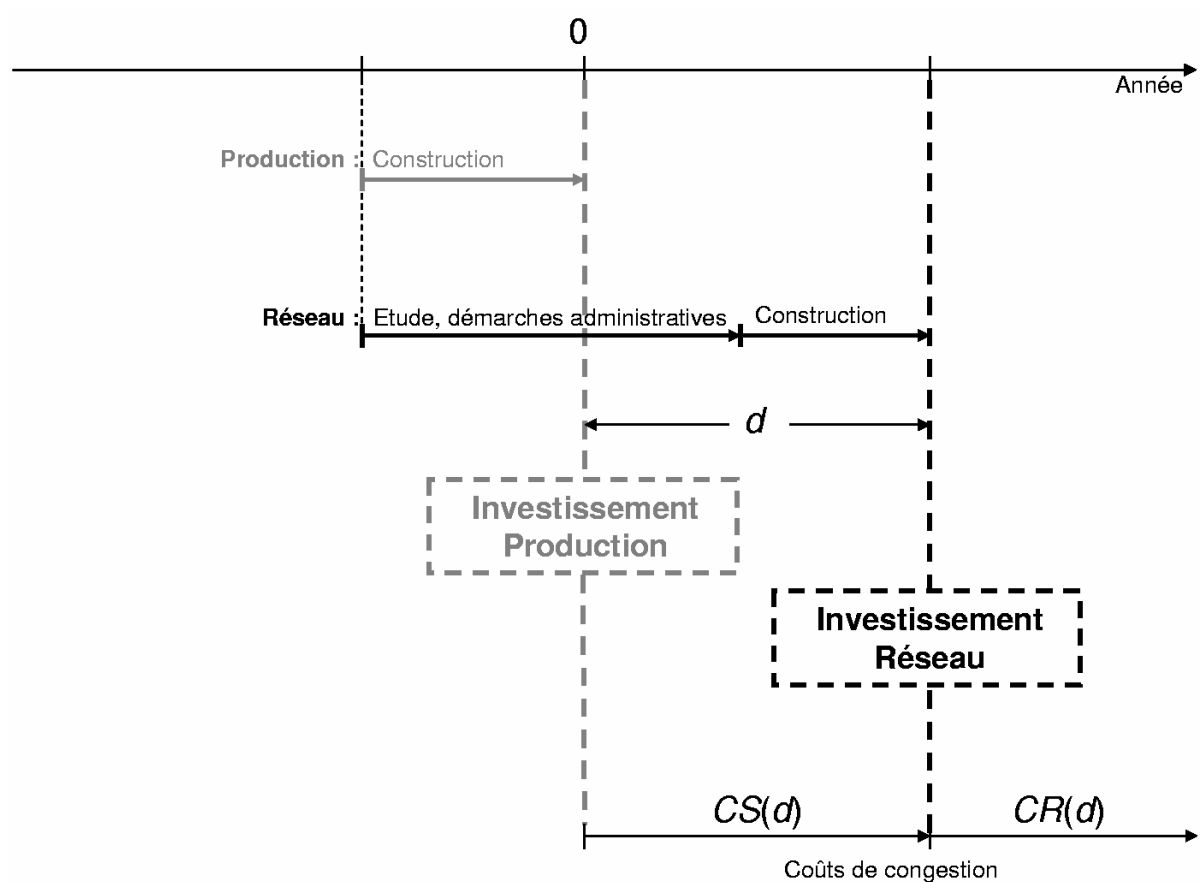
$$\text{avec } CS(10) - CR(0) = \sum_{i=1}^{10} \frac{CS_i}{(1+a)^i} - \sum_{i=1}^{10} \frac{CR_i}{(1+a)^i} = \sum_{i=1}^{10} \frac{CS_i - CR_i}{(1+a)^i} \quad (4-5)$$

Nous choisissons l'instant de référence pour le calcul de l'actualisation de façon à obtenir la condition la plus conservatrice quant à l'efficacité du GRT proactif. Pour cela, nous prenons comme référence l'instant où l'investissement en production entre en service. Notre convention dégrade l'avantage de l'actualisation pour la stratégie d'anticipation par rapport à la stratégie de ne pas anticiper. En effet, si nous avons pris le début des procédures administratives comme instant de référence, l'actualisation des coûts aurait mécaniquement réduit le coût d'investissement du réseau. En prenant l'entrée en service de la centrale de production comme référence pour l'actualisation, cet effet ne joue pas.

1. 4. 1. 2. Coût moyen du réseau pour le GRT réactif

Lorsque le GRT est réactif, il n'anticipe pas le raccordement du producteur et ne réalise l'étude préalable à l'investissement qu'après le début de la réalisation de l'investissement en production. L'investissement en réseau nécessaire à l'évacuation de la production n'entre donc en service que d années après le raccordement de l'unité de production, où d est la

différence de dynamique temporelle entre les investissements en production et en réseau. La figure 4.3 illustre cet enchaînement des investissements en production et en réseau.



**Figure 4.3 Enchaînement des investissements et coûts de congestion associés
Cas d'un GRT réactif**

Le producteur peut se raccorder avec une probabilité p (et donc ne pas se raccorder avec une probabilité $1-p$). Cette incertitude n'est ni intrinsèquement ni objectivement quantifiable. Toutefois, il est possible de lui attribuer une valeur subjective qui permet d'évaluer la robustesse du cadre d'étude. Cette démarche permet de stimuler le dialogue avec les autres parties prenantes du système électrique et de dégager ainsi une anticipation partagée de l'évolution du système (Bråten [2004]). Une implication au plus tôt des parties impactées par le passage de la ligne électrique permet aussi de limiter les oppositions au projet (Hughes [2000], MacLaren Loring [2007]).

Dans le cas où le producteur se raccorde, le système supporte de façon successive :

- $CS(d)$, le coût de congestion total actualisé pendant d années, le temps que le GRT renforce son réseau,
- $CR(d)$, le coût résiduel de congestion total actualisé pendant dix ans²¹⁴ après le renforcement nécessaire du réseau, soit d années après le raccordement du producteur,
- $I/(1+a)^d$, le coût actualisé de ce renforcement d années après le début de notre étude (correspondant au moment où le producteur entre en service).

Dans le cas où le producteur ne se raccorde pas, le coût pour le GRT en termes d'investissement réseau et de coût de congestion est nul. Ces données de coût peuvent être synthétisées dans le tableau 4.2.

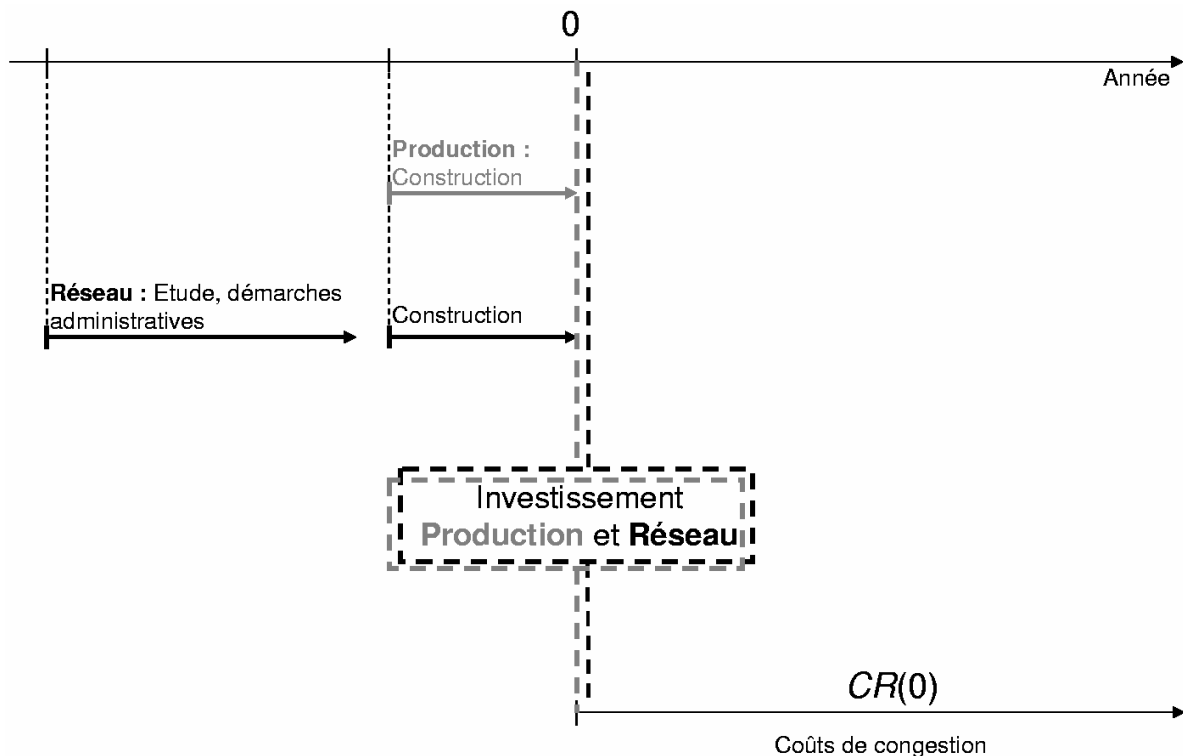
Tableau 4.2 Éléments de coûts du GRT réactif

Producteur GRT	Investit Probabilité p	N'investit pas Probabilité $1-p$	Espérance du coût social
<i>Attend le raccordement du producteur pour faire son étude et investir</i>	$CS(d) + CR(d) + I/(1+a)^d$	$0 + 0$	$p.[CS(d) + CR(d) + I/(1+a)^d]$

²¹⁴ Cf. note 213, page 243.

1. 4. 1. 3. Coût moyen du réseau pour le GRT proactif

Lorsque le GRT est proactif, il anticipe le raccordement du producteur en réalisant la phase préparatoire à l'investissement réseau, c'est-à-dire l'étude et les démarches administratives nécessaires à la construction de la ligne, sans pour autant construire la ligne. L'investissement en réseau est mis en œuvre au dernier moment lorsque le raccordement du producteur devient effectif. La figure 4.4 illustre cet enchaînement des investissements en production et en réseau.



**Figure 4.4 Enchaînement des investissements et coût de congestion associé
Cas d'un GRT proactif**

Le producteur peut se raccorder avec une probabilité p (et inversement ne pas se raccorder avec une probabilité $1-p$). Dans le cas où le producteur se raccorde, le système supporte de façon successive :

- $CR(0)$, le coût résiduel de congestion total actualisé pendant dix ans après le renforcement nécessaire du réseau, après raccordement et renforcement nécessaire du réseau associé,
- et I , le coût de ce renforcement.

Dans le cas où le producteur ne se raccorde pas, pour le système, le coût de congestion est nul et le coût d'anticipation lié à la non-réalisation de l'évènement anticipé est une portion α du coût total d'investissement. En effet, l'investissement n'est pas mis en œuvre mais les

démarches préalables sont tout de même réalisées. $\alpha.I$ comprend non seulement le coût d'anticipation pour le GRT mais aussi pour les collectivités locales impliquées dans le processus d'obtention des accords administratifs. $\alpha.I$ prend aussi en compte l'actualisation *a posteriori* du coût d'anticipation. L'hypothèse d'un coût d'anticipation $\alpha.I$ variant proportionnellement avec le coût de l'investissement en réseau se comprend car une ligne rencontrera d'autant plus d'oppositions qu'elle est longue et traverse une vaste étendue.

Les données de coût du GRT proactif sont synthétisées dans le tableau 4.3.

Tableau 4.3 Élément de coûts du GRT proactif

Producteur <i>GRT</i>	Investit Probabilité p	N'investit pas Probabilité 1-p	Espérance du coût social
<i>Fait son étude préalablement et investit en même temps que le producteur</i>	$I + CR(0)$	$\alpha.I + 0$	$p[I + CR(0)] + (1-p)\alpha.I$

1. 4. 1. 4. Condition pour un comportement proactif efficace

Le tableau 4.4 synthétise les deux calculs précédents. Nous cherchons la condition nécessaire et suffisante pour que le comportement proactif du GRT soit plus efficace que le comportement réactif du point de vue de la minimisation de l'espérance du coût social.

Tableau 4.4 Comparaison des éléments de coûts des GRT proactif et réactif

Producteur <i>GRT</i>	Investit Probabilité p	N'investit pas Proba. 1-p	Espérance du coût social
<i>Attend le raccordement du producteur pour faire son étude et investir</i>	$CS(d) + CR(d) + I/(1+a)^d$	$0 + 0$	$E[C_{GRT\ réactif}(p)]$ $= p[CS(d) + CR(d) + I/(1+a)^d]$
<i>Fait son étude préalablement et investit en même temps que le producteur</i>	$I + CR(0)$	$\alpha I + 0$	$E[C_{GRT\ proactif}(p)]$ $= p[I + CR(0)] + (1-p)\alpha I$

Nous cherchons la condition liant le coût d'anticipation α , la probabilité de raccordement p et la différence de dynamique temporelle entre les investissements en production et en réseau d pour que

$$E[C_{GRT\ proactif}(p)] \leq E[C_{GRT\ réactif}(p)] \quad (4-6)$$

Cette condition est la suivante :

$$\alpha \leq p \left[(1+a)^{-d} + \alpha - 1 + \frac{CS(d) + CR(d) - CR(0)}{I} \right] \quad (4-7)$$

On a donc

$$E[C_{GRT\ proactif}(p)] \leq E[C_{GRT\ réactif}(p)] \Leftrightarrow p \geq \frac{\alpha}{(1+a)^{-d} + \alpha - 1 + \frac{CS(d) + CR(d) - CR(0)}{I}} \quad (4-8)$$

Pour interpréter cette formule, nous définissons la probabilité « limite » de raccordement p_{lim} en prenant le cas d'égalité de la formule (4-8), soit :

$$p_{lim} = \frac{\alpha}{(1+a)^{-d} + \alpha - 1 + \frac{CS(d) + CR(d) - CR(0)}{I}} \quad (4-9)$$

Si la probabilité de raccordement p est supérieure à p_{lim} , alors le GRT proactif est plus efficace que le GRT réactif²¹⁵. L'équivalence de la formule (4-8) montre alors que la stratégie d'anticipation est d'autant plus efficace que la probabilité « limite » de raccordement p_{lim} est faible. L'interprétation de la formule (4-8) consiste aussi à évaluer comment la probabilité « limite » de raccordement p_{lim} varie en fonction du coût d'anticipation α et de l'écart d de dynamique entre les investissements en production et en réseau. Pour un coût d'anticipation α donné, p_{lim} diminue quand l'écart d entre les dynamiques d'investissement en production et en transport augmente car le coût de congestion croît généralement plus vite que le gain que permettent le report de l'investissement en réseau et l'actualisation de son coût. Pour un écart d donné, p_{lim} augmente quand le coût d'anticipation α augmente.

1. 4. 2. Évaluation du GRT proactif dans le cadre de raccordements de moyens de production

Nous illustrons maintenant la relation (4-8) sur des cas concrets pour le raccordement d'un Cycle Combiné Gaz puis d'une ferme éolienne. Ces exemples montrent quelles combinaisons de paramètres avantagent plus le comportement proactif ou réactif du GRT.

²¹⁵ À l'inverse, si la probabilité de raccordement p est inférieure à p_{lim} , alors le GRT réactif est plus efficace que le GRT proactif.

1. 4. 2. 1. Raccordement d'un Cycle Combiné Gaz

Nous expérimentons le critère (4-8) sur le cas simple du raccordement d'un CCG avec un réseau à deux nœuds. La figure 4.5 est réaliste car le raccordement des CCG pose surtout des problèmes lorsqu'ils sont situés loin de la consommation.

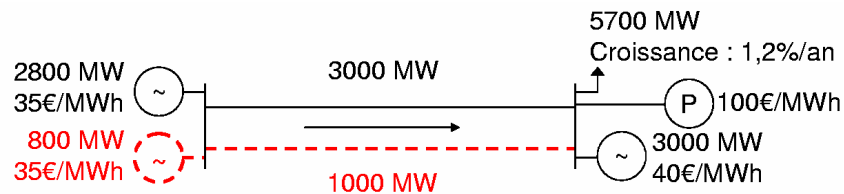


Figure 4.5 Système de test avec raccordement d'un CCG

La consommation et la majorité des moyens de production se concentrent dans l'est de notre réseau. Ces moyens de production à l'est sont relativement chers. Nous supposons que leur coût de production est de 40 €/MWh pour les 3000 premiers MW et 100 €/MWh ensuite. Par ailleurs, la consommation croît à un rythme de 1,2%/an.

Un nouveau producteur souhaite raccorder dans l'ouest un CCG de 800 MW qui pourra produire à 35 €/MWh. Afin d'évacuer la puissance de ce nouveau producteur, un renforcement du réseau de 1000 MW est nécessaire d'un coût de 100 millions d'euros. On suppose que la situation de la figure 4.5 est représentative des 8760 heures de l'année. Les investissements sont en pointillés sur cette figure.

Tout d'abord, nous représentons p_{lim} la probabilité « limite » de raccordement du CCG au-delà de laquelle le GRT doit être proactif pour un coût d'anticipation α donné (égal à 10% du coût de l'investissement réseau donné). La probabilité « limite » peut alors être définie comme une fonction de l'écart d entre le temps de réalisation du producteur et du réseau. Cette fonction est tracée sur la figure 4.6.

Au-dessus de la courbe associant la probabilité limite avec la différence de dynamique des investissements, le comportement proactif du GRT est optimal. Au-dessous de cette courbe, c'est le comportement réactif qui est le plus efficace. Sur la figure 4.6, nous constatons que la probabilité « limite » diminue lorsque l'écart de dynamique augmente. Nous retrouvons alors que le GRT a peu d'intérêt à anticiper un raccordement si les rythmes temporels de ces deux investissements complémentaires sont voisins. C'est-à-dire si le temps de réalisation de l'investissement en réseau est court ou si le temps de réalisation de l'investissement en production est long. Pour le raccordement d'un CCG, ce différentiel de temps est de trois à quatre ans au mieux (voir paragraphe 1.1 de ce chapitre, et chapitre 1 section 1.2.2.3 et section 1.3.3.2). Pour un tel différentiel, la probabilité « limite » de raccordement est de l'ordre de 15 à 20%. Cette faible valeur est déjà significative pour justifier l'anticipation du renforcement du réseau.

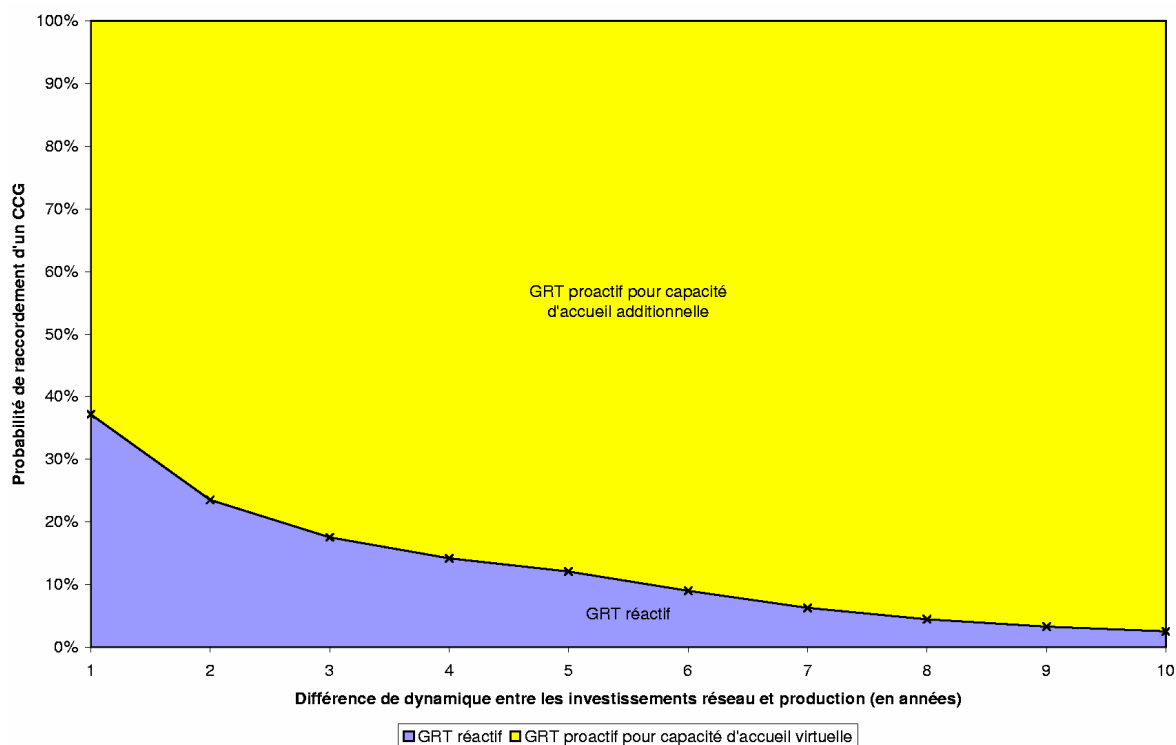


Figure 4.6 Probabilité « limite » de raccordement au-delà de laquelle le GRT doit être proactif en fonction de la différence de dynamique temporelle d entre les investissements réseau et un CCG

Le planificateur ne connaît pas à l'avance le coût d'anticipation du renforcement, c'est-à-dire le coût des démarches administratives préalables à la construction du renforcement²¹⁶. Ce coût d'anticipation est *a priori* faible comparé au coût des lignes électriques en elles-mêmes. L'étude d'impact environnemental est le cœur des procédures administratives nécessaires à la construction des lignes électriques aériennes (ETSO [2006b]). Son coût n'est au maximum que de 3% du coût total de l'investissement réseau²¹⁷. Toutefois, lorsque l'opposition au passage d'une ligne électrique est forte, les recours et les procès succèdent aux démarches administratives, ce qui peut considérablement augmenter le coût d'anticipation. Ces données de coût n'étant pas accessibles, nous prenons comme majorant 50% du coût total de l'étude²¹⁸. Par ailleurs, dans une approche qui vise à minimiser le coût social, il est nécessaire de considérer le coût des démarches administratives pour toutes les parties

²¹⁶ En effet, il est difficile de s'appuyer sur des historiques pour le coût des anticipations, car les oppositions locales au passage des lignes sont de plus en plus importantes.

²¹⁷ <http://ec.europa.eu/environment/eia/eia-studies-and-reports/eia-costs-benefit-en.htm>

²¹⁸ C'est le cas de l'une des deux lignes nécessaires au bouclage du réseau 380 kV de l'Autriche (Christiner [2007])

prenantes : le GRT bien sûr, les administrations, mais aussi les organisations non gouvernementales, etc.

Il est donc utile pour le GRT et le régulateur de connaître la sensibilité de la limite entre GRT réactif et GRT proactif à l'ensemble des paramètres qui définissent cette limite. D'autant plus qu'il n'y a pas d'informations disponibles sur le coût total des démarches administratives pour le GRT ni pour l'ensemble des acteurs. La figure 4.7 décrit la limite d'efficacité entre le GRT proactif et le GRT réactif comme une surface paramétrée par la relation liant α , p et d . Pour les combinaisons de ces paramètres au-dessus de cette surface, il est plus efficace que le GRT soit proactif. Pour les combinaisons de ces paramètres au-dessous de la surface représentée, il est plus efficace que le GRT soit réactif.

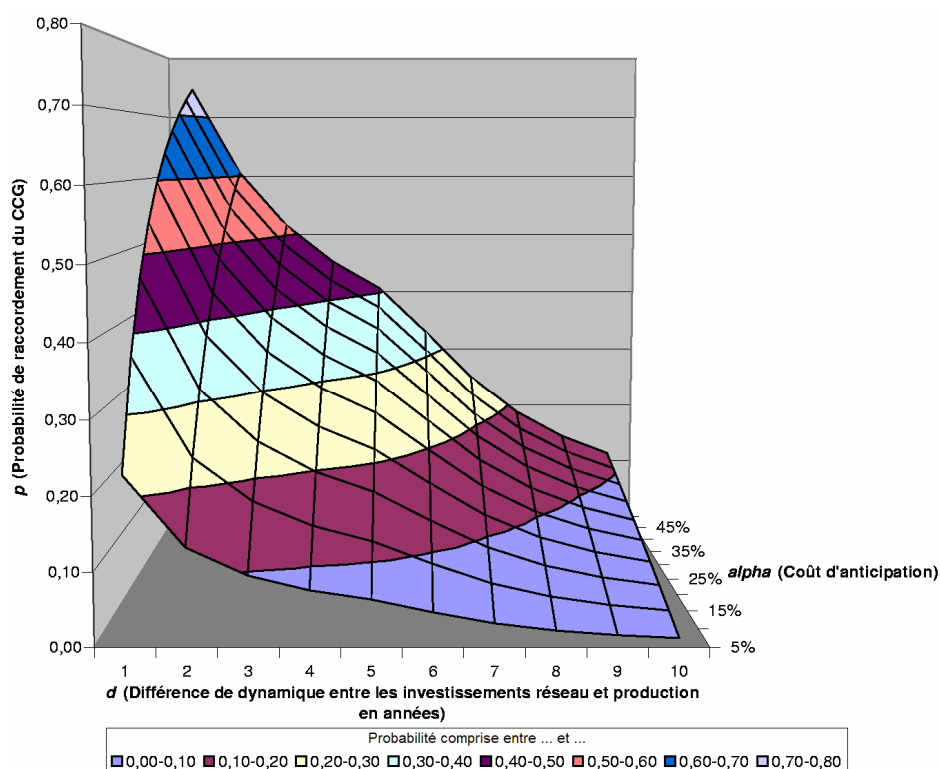


Figure 4.7 Combinaisons des paramètres α , d et p qui marquent la limite d'efficacité du GRT proactif pour le raccordement d'un CCG

Nous pouvons formuler plusieurs remarques sur ce graphique. Tout d'abord, la sensibilité de la probabilité « limite » au coût d'anticipation est d'autant plus faible que la différence de dynamique temporelle entre les investissements en réseau et en production est importante. Ensuite, la probabilité de raccordement délimitant le comportement réactif du comportement proactif pour la capacité d'accueil est robuste pour des variations modérées du coût d'anticipation. Par exemple, pour un coût d'anticipation estimé à 10% alors que le coût réel monte à 20% du coût total d'investissement, la probabilité limite réactif/proactif ne varie

au maximum que de dix à douze points pour des différences de dynamique entre les investissements réseau et production qui justifient une telle anticipation (c'est-à-dire au-delà de quatre ans). Aussi, sur l'ensemble des cas simulés, pour des différentiels de temps de réalisation qui peuvent justifier une anticipation (au-delà de quatre ans), nous constatons qu'il y a en moyenne un avantage à anticiper les investissements réseau. Certes, cet avantage peut être limité. Par exemple, pour un coût d'anticipation de 50%²¹⁹ et un différentiel de temps de réalisation de cinq ans, la probabilité « limite » de raccordement au-delà de laquelle le GRT doit être proactif est de 45%. C'est-à-dire que, pour notre exemple, la stratégie d'anticipation est plus efficace que la stratégie réactive pour un peu plus d'un raccordement sur deux.

Finalement, nous constatons, pour cet exemple représentatif de situations réelles, que l'anticipation du raccordement de CCG par le GRT est en moyenne la meilleure stratégie pour deux raisons. Premièrement, la probabilité de raccordement favorable à un GRT proactif efficace décroît rapidement avec l'écart de dynamique temporelle entre les investissements réseau et production. Cette probabilité « limite » devient donc rapidement significative pour les différences de dynamique où l'anticipation de raccordement des producteurs est intéressante, c'est-à-dire au-delà de trois à quatre ans. Deuxièmement, cette probabilité « limite » reste relativement robuste pour des variations modérées (sans doute les plus réalistes) du coût d'anticipation lié aux démarches administratives préalables à la construction du raccordement.

Nous réalisons maintenant une analyse similaire pour le cas du raccordement d'un parc éolien dans une poche de consommation.

1. 4. 2. 2. Raccordement d'une ferme éolienne

Nous expérimentons notre critère (4-8) sur le cas simple mais réaliste du raccordement d'une ferme éolienne dans une poche de consommation grâce au réseau suivant à deux nœuds (figure 4.8). Le raccordement des éoliennes pose en effet des difficultés car elles se situent sur des niveaux de tension qui n'accueillent généralement pas ou très peu de moyens de production.

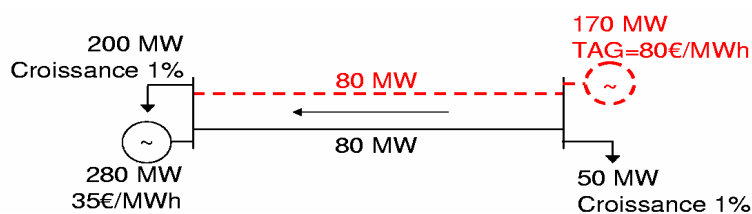


Figure 4.8 Réseau de test avec raccordement de fermes éoliennes

²¹⁹ Cette valeur est peut-être excessive mais elle nous sert ainsi de majorant pour le coût d'anticipation des investissements du réseau.

Contrairement au cas précédent, nous supposons maintenant qu'il y a de la consommation aux deux nœuds du réseau, notamment au nœud du nouveau moyen de production. La consommation à l'est du réseau est de 50 MW alors qu'elle est de 200 MW à l'ouest. La croissance de la consommation est homogène sur l'ensemble du système avec un taux de 1%. La production dans l'ouest du réseau est une production conventionnelle au coût de 35 €/MWh. Les deux nœuds sont reliés par un réseau moyenne tension de capacité initiale de 80 MW, à laquelle on peut ajouter un renforcement de 80 MW.

La production éolienne, soit 170 MW, souhaite se raccorder en totalité dans l'est du réseau. On suppose que la fonction de distribution de la puissance produite P de ce producteur est la suivante :

Tableau 4.5 Fonction de distribution du producteur éolien

P est inférieure à	10%	de la puissance installée pendant	50%	du temps
P est égal à	40%		40%	
P est supérieure à	80%		10%	

Les producteurs éoliens sont rémunérés grâce à un Tarif d'Achat Garanti (TAG) de 80 €/MWh. Afin d'évacuer la puissance de ce nouveau producteur, il est possible de réaliser un renforcement du réseau de 80 MW d'un coût de 10 millions d'euros. Nous supposons par ailleurs que la situation de la figure 4.8 est en moyenne représentative des 8760 heures de l'année (à la fonction de distribution du producteur éolien près). Le coût de congestion est calculé en considérant que le coût d'effacement de l'éolien est négatif et vaut le Tarif d'Achat Garanti en valeur absolue (comme nous l'avons montré en 1.3.3).

Tout d'abord, nous représentons la probabilité « limite » de raccordement de la ferme éolienne au-delà de laquelle le GRT doit être proactif pour un coût d'anticipation α donné (égal à 10% du coût de l'investissement réseau donné). La probabilité « limite » peut alors être définie comme une fonction de l'écart d entre le temps de réalisation du nouveau moyen de production et du réseau. Cette fonction est tracée sur la figure 4.9²²⁰.

²²⁰ Comme précédemment, au-dessus de la courbe associant la probabilité « limite » avec la différence de dynamique des investissements, le comportement proactif du GRT est optimal. Au-dessous de cette courbe, c'est le comportement réactif qui est le plus efficace.

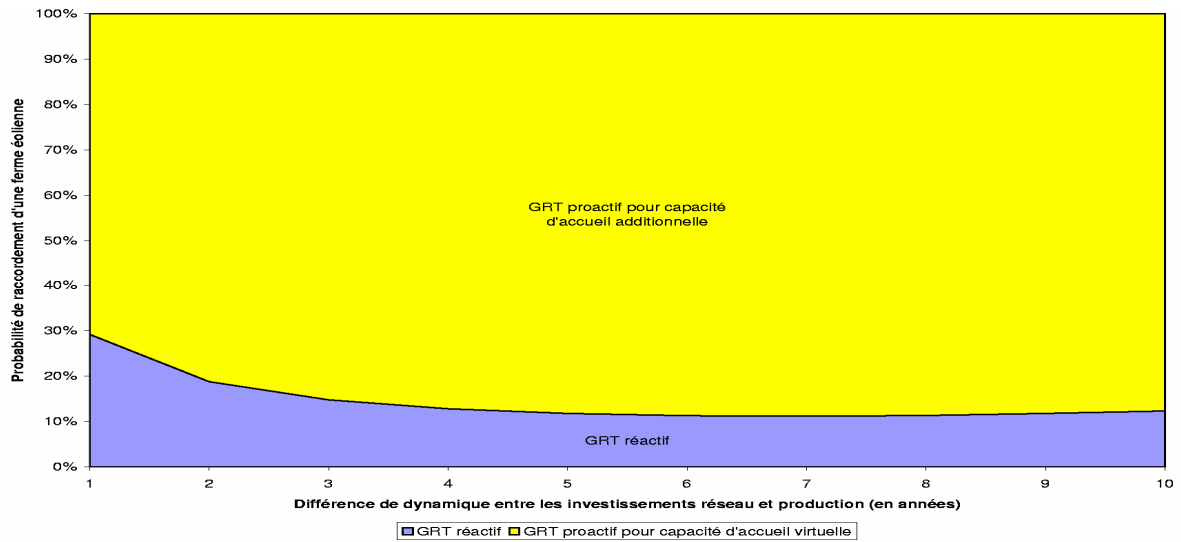


Figure 4.9 Probabilité « limite » de raccordement au-delà de laquelle le GRT doit être proactif en fonction de l'écart de dynamique entre les investissements réseau et une ferme éolienne

La figure 4.9 diffère de celle tracée précédemment pour un CCG. En effet, le coût de congestion diminue dans le temps car la consommation située au même nœud que la ferme éolienne augmente dans le temps et absorbe ainsi une part croissante de la production locale. Ainsi, l'évolution de la probabilité « limite » avec la différence de dynamique des investissements réseau et production n'est pas monotone. Il y a une légère croissance au-delà de sept ans de différentiel entre la réalisation de la ferme éolienne et celle de la ligne électrique.

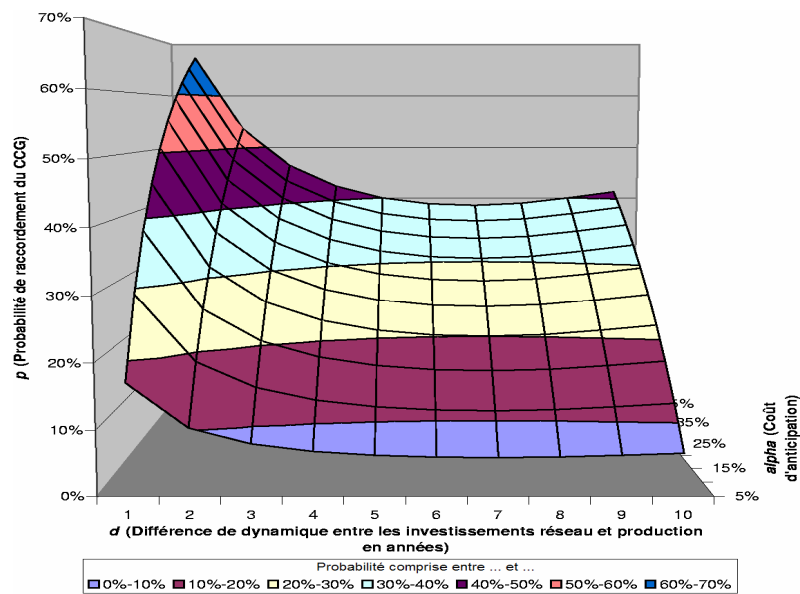


Figure 4.10 Combinaisons des paramètres α , d et p qui marque la limite d'efficacité du GRT proactif pour le raccordement d'une ferme éolienne

Cela se confirme lorsque l'on fait varier le coût d'anticipation (figure 4.10²²¹). Et cet effet est d'autant plus important que le coût d'anticipation est grand. Pour des différences de dynamique qui justifient une anticipation des investissements réseau (jusqu'à trois ans de différence), la stratégie d'anticipation reste en moyenne celle à adopter.

Pour cet exemple représentatif de situations réelles, il reste efficace en moyenne d'anticiper le raccordement des éoliennes. En effet, le différentiel de temps de réalisation entre les éoliennes et le réseau peut atteindre cinq ans. Alors, en reprenant un coût d'anticipation de 50% (du coût de renforcement du réseau), la probabilité « limite » au-delà de laquelle le GRT doit être proactif est de 40%. C'est-à-dire que, dans notre exemple, pour trois raccordement sur cinq d'éoliennes, la stratégie d'anticipation est plus efficace que la stratégie réactive.

1. 5. CONCLUSION DE LA SECTION

Cette section a montré que la dérégulation du système électrique a compliqué la planification du réseau de transport, tout en rendant son anticipation encore plus indispensable. Deux éléments complémentaires rendent nécessaires l'anticipation des investissements du réseau. Premièrement, les moyens de production Cycle Combiné Gaz (CCG) et éoliens qui représentent le plus gros volume d'investissements en capacité de production en Europe et aux États-Unis²²² se réalisent en moins de temps que les investissements en réseau. Deuxièmement, la durée des démarches administratives préalables à la construction d'une ligne électrique constitue presque les trois quarts de la durée de réalisation d'une ligne électrique. Alors que leur coût est faible par rapport au coût total de cette ligne.

Malgré les incertitudes liées à ces nouveaux moyens de production, le GRT peut identifier les contraintes possibles et renforcements qui peuvent s'avérer nécessaires à l'aide d'outils statistiques. Il évalue le coût de ces contraintes à l'aide de données normatives issues d'études indépendantes car il n'a plus directement accès aux coûts de production, étant séparé des producteurs.

Lorsque les renforcements deviennent effectivement nécessaires, l'anticipation des investissements du réseau permet d'éviter l'apparition de congestions très coûteuses. La stratégie d'anticipation des investissements du réseau pour l'accueil de ces nouveaux moyens de production est donc optimale, même si ces derniers n'ont qu'une faible probabilité de se raccorder.

²²¹ Au-dessus de cette surface, il est plus efficace que le GRT soit proactif. Au-dessous de cette surface, il est plus efficace que le GRT soit réactif.

²²² Cf. note 184, page 230.

Dans notre modèle, nous avons implicitement supposé que les producteurs recevaient les incitations adéquates pour choisir la localisation optimale. Afin d'anticiper les investissements en réseau, le GRT doit aussi prendre en compte la réaction des producteurs aux signaux de localisation mis en œuvre. Ainsi, la section suivante évalue l'interaction entre les investissements en production et en réseau, et les signaux de localisation grâce à une simulation sur un système électrique simple.

Section 2 UNE ÉVALUATION DE L'INTERACTION ENTRE LES SIGNAUX DE LOCALISATION ET LES INVESTISSEMENTS EN PRODUCTION ET EN RÉSEAU

Pour anticiper le raccordement des moyens de production et développer le réseau en conséquence, un GRT proactif doit prévoir l'effet des signaux de localisation ou de leur absence sur les décisions d'investissement en production. Cette section mesure ainsi sur un exemple numérique l'interaction entre les investissements et les principales options de gestion des flux, et l'influence qu'y ont les indivisibilités des investissements en réseau. Nous nous intéresserons en particulier soit aux options qui émettent les meilleurs signaux de localisation, comme le pricing nodal à court terme ou le tarif avec participation moyenne à long terme, soit à celles qui n'en émettent pas du tout, comme le redispatching à court terme ou lorsqu'aucun tarif de réseau n'est émis à long terme. Pour évaluer l'efficacité de la coordination que permettent ces options de gestion des flux et leurs combinaisons, nous prendrons comme référence les investissements que réalise une entreprise verticalement intégrée idéale. Puis, nous modéliserons un système libéralisé où un GRT et un producteur doivent coordonner leurs investissements en minimisant leurs coûts respectifs. Le GRT est proactif et développe le réseau en minimisant le coût de congestion et le coût d'investissement du réseau. Les coûts que le producteur minimise comprennent ses investissements, son coût de fonctionnement en tenant compte ou non des congestions sur le réseau, et le tarif de réseau qui peut lui être appliqué²²³.

À l'aide de ces simulations numériques, nous montrerons que la meilleure option de conduite du réseau, le pricing nodal, ne peut pas coordonner à long terme la production et le transport d'électricité, même en ne considérant qu'une des caractéristiques des investissements en réseau, les indivisibilités. Nous montrerons aussi que le tarif avec participation moyenne peut améliorer considérablement la coordination entre production et transport d'électricité, même dans les situations où il n'y a aucun signal émis à court terme. Néanmoins nous constaterons aussi que l'application de ce tarif n'assure pas l'optimalité des investissements et que le choix des paramètres de cette option peut modifier son effet incitatif sur la localisation de la production. Enfin, le GRT idéal restant l'objectif à atteindre (cf. chapitre 2), nous étudierons également l'effet conjoint du pricing nodal et du tarif avec participation moyenne.

²²³ La minimisation des coûts du producteur est équivalente à la maximisation de son profit sous contrainte de ne pas user de son pouvoir de marché.

2. 1. SIGNAUX DE COORDINATION ENTRE LES INVESTISSEMENTS EN RÉSEAU ET EN PRODUCTION DANS UN SYSTÈME ÉLECTRIQUE LIBÉRALISÉ

Sous l'hypothèse d'un GRT proactif, la production et le transport d'électricité se coordonnent grâce aux modules de conduite du système et d'incitation à la localisation à long terme des moyens de production. Certaines options de conduite du système émettent ainsi des signaux de localisation pour internaliser les congestions et les pertes à capacités de transport et de production données. De même, certaines options d'incitation à la localisation des moyens de production à long terme sont conçues pour que les producteurs prennent en compte les conséquences de leurs décisions de localisation sur le coût et le développement du réseau. Mais la structure de gouvernance du réseau peut contraindre le GRT à mettre en œuvre des options qui n'émettent pas de signaux de localisation (cf. chapitre 3). Nous rappelons donc ici les principales options de conduite du système et d'incitation à la localisation des moyens de production et leurs effets sur la coordination à long terme entre la production et le transport.

2. 1. 1. Coordination par les signaux de court terme

Différentes options sont possibles pour le module de conduite du système. Le pricing nodal donne un prix différent à l'électricité suivant le nœud où elle est produite ou consommée (Schweppe *et al.* [1988]). Ainsi, en l'absence de pouvoir de marché des usagers du réseau, cette option incite les moyens de production à utiliser efficacement les capacités de transport disponibles à court terme et internalise donc les externalités d'usage du réseau (cf. chapitre 2 section 2.1.1). En faisant apparaître les congestions structurelles grâce à des différentiels de prix nodaux récurrents, le pricing nodal participe donc à la coordination à long terme entre la production et le transport d'électricité.

La structure de gouvernance du réseau peut compliquer voire rendre impossible la mise en œuvre du pricing nodal ou de sa version zonale (cf. chapitre 3). C'est alors le redispatching qui permet de conduire le système. Mais le redispatching n'internalise pas les externalités d'usage du réseau car elles y sont traitées hors du marché de l'énergie. Cette option de conduite du système n'émet donc pas de signaux de localisation à court terme.

Par ailleurs, la coordination à long terme que permet le pricing nodal n'est pas optimale. Car il est difficile d'intégrer certaines caractéristiques de fonctionnement et d'investissement du réseau de transport d'électricité dans les prix nodaux et les produits financiers associés (cf. chapitre 2 section 2.2.2).

Pour ces deux raisons, des signaux de localisation de long terme doivent alors compléter le module de conduite du système, si la structure de gouvernance du réseau le permet.

2. 1. 2. Coordination par le tarif de réseau

Différentes options sont possibles pour le module d'incitation à la localisation à long terme des moyens de production²²⁴. L'option qui émet le moins de signaux de localisation de long terme consiste à ne faire payer aux producteurs que leur ligne de raccordement. C'est le *generation-spur only*²²⁵. Mais, sous le contrôle du régulateur, le GRT peut aussi émettre des signaux de localisation de long terme afin d'inciter les producteurs à se raccorder dans des zones où il y a une « capacité d'accueil »²²⁶ suffisante, ou dans des zones où le réseau cherche à résoudre certains problèmes structurels de fiabilité du système (Smeers – Pérez-Arriaga [2003]).

Nous nous concentrons sur le tarif de réseau avec participation moyenne pour deux raisons. Premièrement, le tarif avec participation moyenne a l'avantage de pouvoir être mis en œuvre sans remettre en cause le tarif de réseau qui l'a précédé, notamment les tarifs de réseau *deep* et *shallow cost*. En effet, il peut ne s'appliquer qu'aux renforcements du réseau à partir d'une date choisie. Le coût des renforcements du réseau précédant cette date est couvert par l'ancien tarif de réseau (cf. chapitre 3 section 1.2.2.2). Et le tarif de réseau avec participation moyenne n'est calculé qu'à partir des nouveaux renforcements du réseau. Ce tarif peut donc être appliqué relativement facilement car sa mise en œuvre ne crée pas d'effets redistributifs importants et immédiats qui pourrait le faire entrer en conflit avec la structure de gouvernance du réseau. Deuxièmement, le tarif avec participation moyenne possède une propriété économique intéressante. Il coïncide avec les valeurs de Shapley, résultat d'un jeu coopératif au sens de la théorie des jeux. Ce tarif donne ainsi l'assurance d'une allocation des coûts juste, symétrique, stable, et acceptable par tous les « joueurs » (Bialek-Kattuman [2004], Olmos [2006]).

La conception de ce tarif a été beaucoup étudiée (Kirschen *et al.* [1996], Bialek [1997], Rubio – Pérez-Arriaga [2000]). On sait ainsi que le tarif avec participation moyenne est positif ou nul, mais jamais négatif car il alloue le coût du réseau en fonction de son utilisation totale du réseau par chacun des producteurs. Pour calculer cette utilisation du réseau pour chaque producteur, il est nécessaire de définir une méthode de traçage des flux qui permette d'identifier toutes les lignes utilisées par chaque producteur et la part de chacune des lignes revenant à chaque producteur. C'est sur ce problème que la littérature s'est concentrée pour le moment. Ainsi, le tarif avec participation moyenne n'a jamais été évalué dans la dynamique des investissements (Olmos [2006]). Nous évaluerons donc l'efficacité du tarif avec

²²⁴ Cf. chapitre 2 section 3 pour une description et un classement des options les plus courantes d'incitation à la localisation à long terme des moyens de production.

²²⁵ C'est le tarif de réseau appliqué dans un certains nombre de pays en Europe (ETSO [2007c]).

²²⁶ Cf. note 193, page 234.

participation moyenne pour coordonner la production et le transport d'électricité. Nous effectuerons cette évaluation conjointement à celle des signaux de localisation de court terme.

Le modèle qui suit nous permet d'évaluer l'efficacité des différentes combinaisons de ces signaux de localisation (court terme et long terme).

2. 2. MODÈLE D'INVESTISSEMENT EN RÉSEAU ET EN PRODUCTION DANS UN SYSTÈME ÉLECTRIQUE LIBÉRALISÉ

Dans un système libéralisé, du fait de la séparation entre les activités de production et transport, chaque acteur réalise ses investissements en maximisant son propre objectif. Cependant, la séparation de la production et du transport ne supprime pas le besoin d'une forte coordination entre les décisions d'investissement production et réseau du fait de leur forte interdépendance. Les signaux de localisation permettent de coordonner la production et le transport d'électricité. Mais nous montrons maintenant que la coordination qu'ils permettent est toujours imparfaite même pour les meilleurs d'entre eux.

Tout d'abord, nous commençons par présenter le problème qui nous permettra d'illustrer les limites des signaux de localisation pour la coordination de la production et du transport d'électricité. Dans ce cas simple, nous modéliserons d'une part la fonction objectif qui permet à chaque acteur (producteur et GRT) de prendre ses décisions d'investissement et, d'autre part, les interactions entre leurs décisions d'investissement que permettent les signaux de localisation.

2. 2. 1. Données du problème

Nous étudions le système de la figure 4.11 pendant vingt ans.

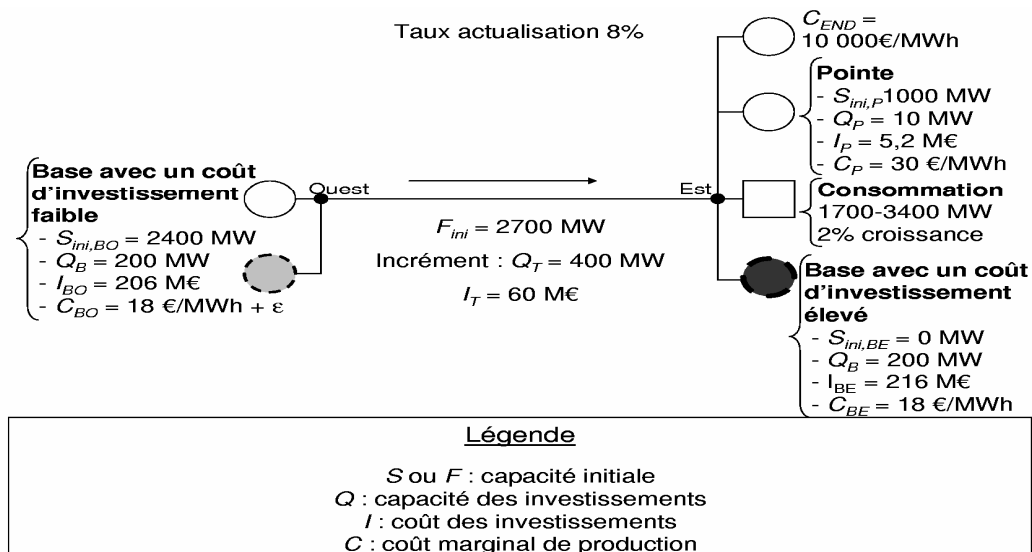
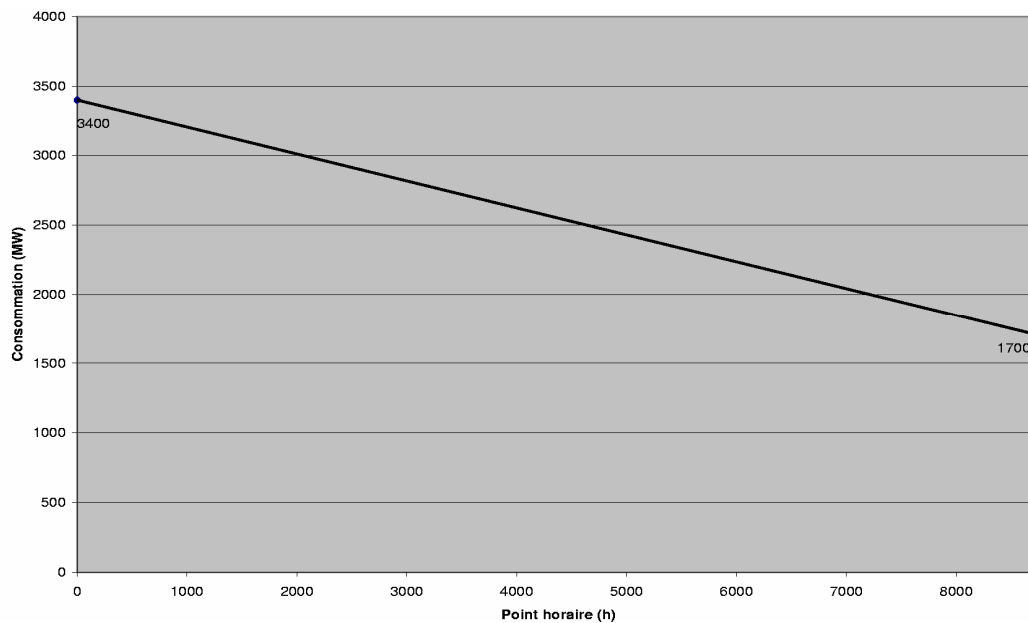


Figure 4.11 Système modélisé

La consommation à l'est est représentée par une monotone de charge linéaire augmentant de 2% par an (figure 4.12).



**Figure 4.12 Monotone de consommation à l'année 1
(2% d'augmentation annuelle pour tous les points horaires)**

L'électricité est produite par des centrales de base et de pointe (indiquées respectivement B et P). Et l'Énergie Non Distribuée (END), lorsqu'il est nécessaire de procéder à des délestages de consommation, sera représentée ici par une centrale raccordée à l'est, de capacité infinie et avec un Coût de l'END (C_{END}) égal à 10 000 €/MWh. Les investissements en pointe sont réalisés en arbitrant entre l'opportunité de construire une nouvelle centrale de pointe et celle de délester de la consommation, et d'avoir alors une certaine quantité d'Énergie Non Distribuée (Stoft [2002])

Le coût marginal du moyen de production en pointe C_P vaut 30 €/MWh. Le coût d'investissement de cette centrale vaut 5,2 millions d'euros²²⁷. Le coût marginal des moyens de production en base à l'est C_{BE} vaut 18 €/MWh et à l'ouest C_{BO} 18 €/MWh + ε , avec ε très petit. L'existence d'une légère différence ε entre le prix du moyen de production en base à l'ouest et à l'est permet d'éviter une indétermination quant à savoir quel moyen de production (à l'est ou à l'ouest) doit produire en priorité. Le producteur peut choisir deux types d'investissement en base, tout deux d'une capacité de production unitaire Q_B de 200 MW. Le premier investissement, à l'ouest (I_{BO}), est 5% moins cher que le second à l'est (I_{BE}). Leur coût d'investissement est respectivement de 206 et 216 millions d'euros. Mais la centrale à l'ouest est éloignée de la consommation. Elle peut donc nécessiter le renforcement du réseau

²²⁷ Pour ces simulations numériques, nous avons repris des données de coût de production similaires à celles de Stoft [2002], page 124. Les coûts d'investissement sont ainsi calculés avec un taux d'actualisation de 8%.

d'une capacité unitaire Q_T de 400 MW et d'un coût I_T de 60 millions d'euros. Le producteur peut alors avoir à payer une partie du coût du réseau dans l'hypothèse d'un raccordement à l'ouest. Au fur et à mesure que la consommation croît, le producteur et le GRT pourront réaliser, au plus, un investissement par type et par an d'une capacité indivisible : (i.) en pointe 10 MW, (ii.) en base à l'est 200 MW, (iii.) en base à l'ouest 200 MW, ou (iv.) en transport 400 MW. Les coûts marginaux et d'investissement que nous avons choisis pour les moyens de base évitent que les décisions de localisation de la production ne modifient le mix énergétique. Nous pouvons ainsi nous concentrer sur l'effet des signaux de court terme et de long terme sur les décisions de localisation des investissements en production. Dans le même temps, les moyens de production de pointe et l'END permettent de donner du réalisme à notre modèle. Quand il y a des congestions, les moyens de pointe et l'END se substituent aux moyens de production de base de l'ouest. L'aspect temporel de notre modèle permet d'appréhender la combinatoire des solutions d'investissement sans rentrer dans la complexité d'un réseau maillé.

2. 2. 2. Présentation générale du modèle

Notre modèle mesure l'efficacité respective de différents éléments pour la coordination des investissements dans le cadre d'un système électrique libéralisé. En reprenant les données précédemment fixées, nous supposons que l'évolution de la consommation est connue et peu sensible aux signaux économiques envoyés par le système²²⁸. Nous ne considérons donc que les investissements des producteurs et ceux du GRT. Ces deux types d'investissements doivent se coordonner notamment en termes de localisation afin de minimiser le coût social du système.

Dans une entreprise intégrée, la localisation de la production prend en compte nécessairement les contraintes de réseau et les projets de développement du réseau. De même, la « quasi-filiale » de transport de l'entreprise intégrée prend en compte le coût des congestions sur le réseau.

Dans un système dérégulé, le GRT décide des investissements réseau de façon à minimiser leur coût et le coût de congestion. La production, alors séparée du GRT, ne prend en compte les contraintes réseau et le développement du réseau qu'au travers d'incitations à la localisation. Ces incitations peuvent provenir de signaux de localisation de court terme émis par le marché de l'énergie ou de tarifs de réseau. Nous cherchons à connaître de façon plus précise l'impact de ces outils sur l'efficacité de la coordination du système. Nous mesurons la réponse de la production aux signaux de localisation de court terme et de long terme et l'interaction entre ces signaux et les investissements en réseau.

²²⁸ C'est ce qui est généralement fait pour la planification du réseau (cf. chapitre 1 section 1.1.1).

Nous décomposons le problème global d'investissement en réseau et en production en quatre « étapes », comme le montre la figure 4.13.

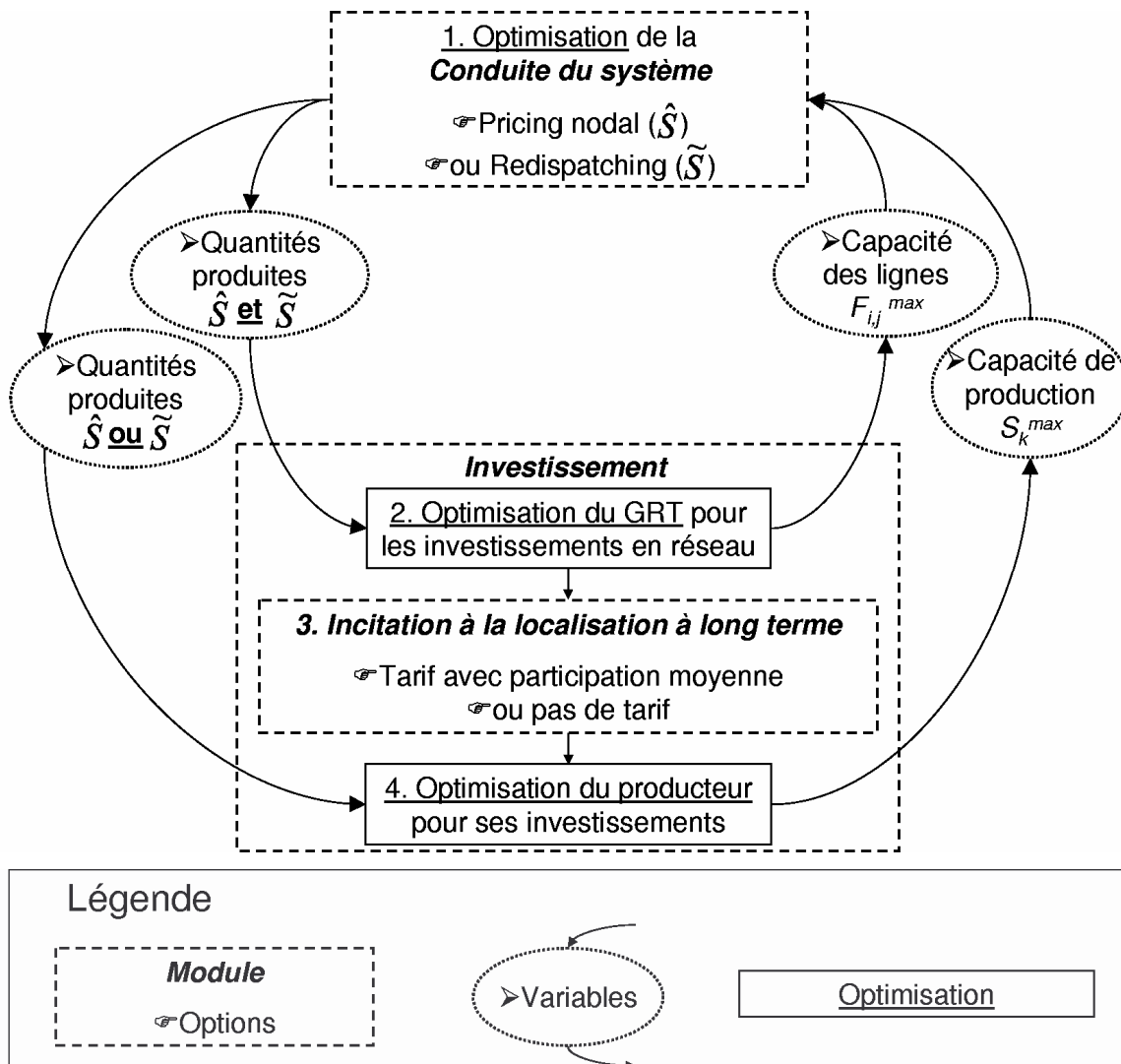


Figure 4.13 Représentation schématique du modèle

La première étape est le problème d'optimisation de la conduite du système. Le GRT y gère au moindre coût la conduite du système sous contrainte des capacités de transport des lignes électriques. Suivant l'option choisie pour ce module (pricing nodal ou redispatching), le producteur prend ou non en compte les congestions sur le réseau dans ses décisions de production. Si la conduite du système s'effectue grâce au pricing nodal, le producteur produit les quantités \hat{S} qui intègrent les contraintes du réseau. Si la conduite du système s'effectue grâce au redispatching, le producteur produit les quantités \tilde{S} . Puis le GRT doit lui demander de modifier son plan de production pour qu'il soit compatible avec les limites de fonctionnement du réseau. Alors, le GRT utilise aussi cette étape pour connaître les

modifications du plan de production que la capacité limitée du réseau rend nécessaires. Cet élément du modèle est présenté en 2.2.3.

A partir des résultats de la conduite du système, nous abordons dans la deuxième étape un problème d'optimisation à long terme. Le GRT, *a priori* bienveillant (régulé parfaitement), minimise le coût des investissements réseau et le coût de congestion. Nous supposons que le GRT est proactif et sait parfaitement prévoir l'évolution du système. Il sait anticiper les investissements en production et leur localisation, malgré le différentiel de dynamique temporelle entre les investissements en production et en réseau. Cet élément de notre modèle est présenté en 2.2.4.

À partir de ces connaissances, dans une troisième étape, le GRT peut émettre ou non des signaux de localisation de long terme. Si le tarif avec participation moyenne est l'option choisie pour ce module, le GRT le calcule à partir de la configuration de son réseau et le fait payer au producteur suivant la localisation de ses centrales. Une autre option dans notre modèle consiste à ne pas faire payer de tarif au producteur. Cet élément du modèle est présenté en 2.2.5.

Ensuite, à partir des résultats de la conduite du système et du calcul de tarif, la quatrième étape, à long terme, concerne les producteurs maximisant leur profit sous contraintes de capacité de production. Nous faisons l'hypothèse qu'aucun producteur n'a de pouvoir de marché, à court terme ou à long terme²²⁹. Sous cette hypothèse, le plan de production obtenu suite au marché de l'énergie est identique à celui obtenu par une planification centralisée bienveillante des moyens de production (cf. chapitre 2 section 1.1.1). Aussi en 2.2.6, nous modélisons cette planification centralisée de la production minimisant les coûts de production de court terme et de long terme, le cas échéant majorés d'un tarif de réseau. Le coût de production de court terme peut prendre en compte ou non les contraintes du réseau de transport, selon l'option mise en œuvre pour la conduite du système.

Afin d'évaluer uniquement l'efficacité des signaux de localisation, nous supposerons que le GRT est proactif et sait parfaitement anticiper l'évolution du système et développer le réseau en conséquence. Le GRT connaît donc la capacité de production à venir. De même, nous supposerons que le producteur sait parfaitement anticiper l'état du système électrique. Le producteur connaît donc la capacité future du réseau et la valeur des éventuels signaux de localisation.

²²⁹ Cf. 1.3.2 pour l'opportunité de prendre en compte ou non le pouvoir de marché dans les décisions d'investissement réseau. Pour une modélisation qui prenne en compte le pouvoir de marché des producteurs dans l'interaction entre les signaux de localisation de court terme et les investissements en production et en réseau, voir Sauma-Oren [2006a,.

2. 2. 3. Modélisation de la conduite du système

La conduite du système peut être faite soit par un pricing nodal, soit par un marché à prix unique de l'énergie qui sera suivi d'un redispatching. Cette étape de court terme du modèle permet de calculer pour chaque centrale k ²³⁰ la quantité produite S_k . Les contraintes du problème d'optimisation sont données par la capacité maximale de production S_k^{\max} de chaque centrale k , l'équilibre entre la production et la consommation D , et le cas échéant, suivant l'option de conduite mise en œuvre, la capacité maximale F_{\max} de l'unique ligne de transport de notre exemple. Le coût de production de chaque centrale k est défini par la fonction C_k . Nous supposons que les producteurs n'ont pas de pouvoir de marché²³¹ et agissent de façon concurrentielle sur le(s) marché(s) régissant la conduite du système. Nous supposons que le transport d'électricité s'effectue sans perte. La conduite du système par pricing nodal peut se modéliser de la façon suivante (Bompard *et al.* [2003]). Les décisions de production à l'issue du pricing nodal sont notées \hat{S} .

Pricing nodal :

$$\min_S \left(\sum_k C_k(S_k) \right) \quad (4-10)$$

sous contrainte de :

$$\forall k \in \{BO; BE; P\} \quad 0 \leq S_k \leq S_k^{\max} \quad (4-11)$$

$$\sum_k S_k = D \quad (4-12)$$

$$\text{et } S_{BO} \leq F_{\max} \quad (4-13)$$

Si c'est l'option de redispatching qui est mise en œuvre pour conduire le système, le producteur minimise son coût de production sous contrainte des capacités de production mais sans tenir compte des contraintes du réseau. Car le redispatching est précédé d'un marché avec un prix unique de l'énergie. Certes, les modifications de programmation lors du redispatching sont opérées par le GRT en minimisant le coût du système. Mais ces modifications n'influencent pas la maximisation du profit du producteur car chaque producteur est payé à son coût marginal lors du redispatching. Donc, si la conduite du système

²³⁰ Indiciee *BO* pour l'investissement en base à l'ouest loin de la consommation, *BE* pour l'investissement en base à l'est proche de la consommation, *P* pour l'investissement en pointe (à l'est) et *END* pour l'END.

²³¹ Cf. note 229, page 266.

se fait par redispatching, c'est l'optimisation suivante que réalise le producteur. Les quantités produites à l'issue de cette optimisation sont notées \tilde{S} .

Marché de l'énergie à prix unique :

$$\min_{\tilde{S}} \left(\sum_k C_k(S_k) \right) \quad (4-14)$$

sous contrainte de :

$$\forall k \in \{BO; BE; P\} \quad 0 \leq S_k \leq S_k^{\max} \quad (4-15)$$

$$\text{et } \sum_k S_k = D \quad (4-16)$$

En répétant l'étape de conduite du système pour chaque heure h et chaque année t de la période d'étude, le GRT et le producteur peuvent prendre leurs décisions d'investissement.

2. 2. 4. Modélisation de l'investissement en réseau

En supposant le GRT bienveillant, celui-ci investit de façon à minimiser la somme du coût d'investissement du réseau et du coût de congestion. En l'absence de pouvoir de marché des producteurs, cette minimisation est équivalente à la maximisation du surplus social (Smeers – Pérez-Arriaga [2003]). Le GRT calcule le coût de congestion pour la période d'étude à partir des quantités produites $\hat{S}_{k,t,h}$ en tenant compte des contraintes sur le réseau et des quantités produites $\tilde{S}_{k,t,h}$ sans tenir compte de ces contraintes. Ces quantités \hat{S} et \tilde{S} sont déduites de l'étape précédente.

Le coût de congestion $CC_{t,h}$ pour une heure h d'une année t se calcule comme la somme sur toutes les centrales k des variations de coût entraînées par la prise en compte des contraintes du réseau. Le coût de congestion se définit donc de la façon suivante :

$$CC_{t,h} = \sum_k \left(C_k(\hat{S}_{k,t,h}) - C_k(\tilde{S}_{k,t,h}) \right) \quad (4-17)$$

Pour développer son réseau²³² de façon à minimiser le coût social, un GRT bienveillant parfaitement régulé arbitre entre le coût d'investissement du réseau et le coût de congestion que permet d'éviter le renforcement du réseau. Par ailleurs, nous supposons que les investissements en réseau sont indivisibles et sont tous de même capacité Q_T ²³³. Pour toutes

²³² D'une seule ligne pour le problème que nous considérons.

²³³ L'indice t renvoie à l'une des années de notre étude, tandis que l'indice T renvoie aux caractéristiques de coût et de capacité des investissements en réseau.

les années t de la période d'étude, les variables de décision d'investissement en réseau δ_t sont donc des variables binaires. Si δ_t vaut un, la capacité de la ligne augmente de Q_T MW à l'année t . Si δ_t vaut zéro, la capacité de la ligne ne change pas l'année t . Le coût de chaque investissement en réseau (d'une capacité Q_T) vaut I_T . Les coûts sont actualisés au taux d'actualisation a .

Le problème d'investissement en réseau du GRT est donc le suivant :

$$\min_{\delta_t} \sum_t (1+a)^{-t} \left[\delta_t I_T + \sum_k \sum_h (C_k(\hat{S}_{k,t,h}) - C_k(\tilde{S}_{k,t,h})) \right] \quad (4-18)$$

Sous contrainte de la conduite du système qui permet de déterminer les quantités produites $\hat{S}_{k,t,h}$ en prenant en compte les contraintes de réseau et $\tilde{S}_{k,t,h}$ sans les prendre en compte

La résolution de ce problème d'optimisation permet donc de connaître quand les investissements du réseau doivent être réalisés, étant donné le coût de congestion. Les variables de décision d'investissement en réseau δ_t permettent de calculer la capacité maximale de la ligne pour chaque année t . En supposant que la capacité initiale de la ligne vaut F_{ini} , alors la capacité F_{max,t_c} de cette ligne à l'année courante t_c se calcule de la façon suivante :

$$F_{max,t_c} = F_{ini} + Q_T \sum_{t=1}^{t_c} \delta_t \quad (4-19)$$

En fonction des décisions d'investissement en réseau prises par le GRT, les conditions de conduite du système changent donc.

En raison de la séparation verticale des activités de production, le GRT ne peut plus agir directement sur la localisation des moyens de production. Mais il l'influence indirectement par le développement du réseau et les signaux de localisation, de long terme notamment.

2. 2. 5. Calcul du tarif de réseau avec participation moyenne

Nous ne considérons que deux options pour le module d'incitation à la localisation à long terme. La première de ces options consiste à ne pas faire payer de tarif de réseau au producteur. La seconde option consiste à faire payer un tarif zonal avec participation moyenne pour l'utilisation du réseau (Olmos [2006])²³⁴.

Dans notre exemple, le tarif avec participation moyenne se calcule facilement. Le traçage des flux est évident car il n'y a qu'une seule ligne électrique. Seuls les moyens de

²³⁴ Le calcul du tarif avec participation moyenne est détaillé au chapitre 2 section 3.1.5.

production situés à l'ouest utilisent le réseau de transport pour alimenter la consommation à l'est. Seuls les moyens de production à l'ouest paient donc le tarif de réseau. Le niveau du tarif est calculé entre trois étapes.

Le tarif avec participation moyenne est calculé à partir du Revenu Maximum Autorisé (RMA)²³⁵. Le RMA est calculé à partir des annuités d'amortissement, de la Base des Actifs Régulés et du retour sur investissement. (Joskow [2006b]).

La Base des Actifs Régulés (BAR)²³⁶ se calcule d'une année sur l'autre en prenant en compte l'amortissement des lignes existantes qui ne sont pas encore totalement amorties et les investissements de l'année passée.

$$BAR(n) = BAR(n - 1) - Annuités(n - 1) + Investissements(n - 1) \quad (4-20)$$

L'annuité d'amortissement est une simple division du coût d'investissement par la durée d'amortissement. C'est le régulateur qui fixe la durée d'amortissement.

$$Annuité = Coût d'investissement / Durée d'amortissement de l'investissement \quad (4-21)$$

Pour faire ce calcul, nous prenons les hypothèses suivantes. Les investissements réseau sont amortis sur quarante ans, et la capacité de transport initiale est amortie sur trente ans à partir du début de l'étude.

Le RMA est obtenu à partir de la BAR, des amortissements et du retour sur investissement. C'est le régulateur qui fixe le retour sur investissement. Pour effectuer ce calcul, nous prenons l'hypothèse d'un retour sur investissement $WACC$ ²³⁷ de 7,5%.

$$RMA(n) = BAR(n) \times WACC + Annuités(n) \quad (4-22)$$

Le tarif de réseau avec participation moyenne est calculé à partir du RMA en supposant que les moyens de production utilisant le réseau de transport ne paient que 50% du coût de la partie utilisée de la capacité de transport²³⁸. Cette hypothèse permet de ne pas faire payer les coûts des indivisibilités du réseau de transport au producteur.

Nous venons de voir le calcul du tarif. Précédemment, nous avons aussi modélisé la fonction objectif du GRT et les principales options de conduite du système. Nous présentons maintenant la fonction objectif du producteur.

²³⁵ Le Revenu Maximum Autorisé est appelé le *Maximum Allowed Revenue* (MAR) en anglais.

²³⁶ La Base des Actifs Régulés est appelée la *Regulated Asset Base* (RAB) en anglais.

²³⁷ *Weighted Average Cost of Capital*, coût moyen pondéré du capital.

²³⁸ La partie non utilisée de la ligne est liée à l'indivisibilité des capacités des lignes de transport. Pour allouer le coût de la ligne de façon optimale, seul le coût de la partie utilisée de la ligne est alloué aux acteurs sensibles aux signaux de localisation. Le coût de la partie non utilisée de la ligne est alloué aux acteurs les moins sensibles aux signaux de localisation (cf. chapitre 2 section 3.1)

2. 2. 6. Modélisation de l'investissement en production

Pour déterminer les investissements en production, nous reprenons les hypothèses précédentes. Les producteurs n'ont pas de pouvoir de marché lors de la conduite du système. L'objectif de maximisation du profit est alors équivalent à celui de minimisation du coût de production. Nous pouvons donc agréger l'ensemble des producteurs en un seul producteur qui prendra toutes les décisions d'investissement en production. Les investissements en production sont déterminés par la minimisation de la somme du coût de production, du coût d'investissement en production, et le cas échéant du tarif de réseau.

Suivant l'option de conduite du système, le coût de production tient compte ou non de la capacité limitée du réseau. Si la conduite du système s'effectue grâce au pricing nodal, le coût de production prend en compte les congestions sur le réseau et les quantités produites sont $\hat{S}_{k,t,h}$. Si la conduite du système s'effectue avec le redispatching, le coût de production ne prend pas en compte les congestions sur le réseau et les quantités produites sont $\tilde{S}_{k,t,h}$. Quelle que soit l'option choisie, ces quantités sont déduites de l'étape précédente de conduite du système (cf. 2.2.3).

Suivant l'option d'incitation à la localisation à long terme, le producteur peut se voir imposer le tarif avec participation moyenne. Si aucun tarif n'est mis en place, le producteur ne paie pas de tarif de réseau quelle que soit la localisation de ces centrales. Au contraire, si l'option choisie est le tarif avec participation moyenne, seuls les investissements loin de la consommation à l'ouest paient ce tarif. Ce tarif est calculé comme en 2.2.5.

Pour décider de ses investissements, le producteur arbitre entre la somme de ces deux coûts et du coût d'investissement en production. Nous supposons que les investissements en production sont indivisibles. Les investissements en base sont d'une capacité Q_B . Les investissements en pointe sont d'une capacité Q_P . Pour toutes les années t de la période d'étude, les variables de décision d'investissement en production $\delta_{k,t}$ sont donc des variables binaires. Si $\delta_{k,t}$ vaut un, la capacité de production de la centrale k augmente de Q MW²³⁹ à l'année t . Si $\delta_{k,t}$ vaut zéro, la capacité de production de la centrale k ne change pas l'année t . Le coût du moyen de production k vaut I_k . Les coûts sont actualisés au taux d'actualisation α .

Le problème d'investissement du producteur est donc le suivant :

²³⁹ Q valant Q_B ou Q_P selon que la centrale k est un moyen de production de base ou de pointe.

$$\min_{\delta_{k,t}} \sum_t (1+a)^{-t} \left[\sum_k \left(\delta_{k,t} I_k + \text{Tarif}_{k,t} + \sum_h C_k(S_{k,t,h}) \right) \right] \quad (4-23)$$

Sous contrainte de la conduite du système qui permet de déterminer les quantités produites $S_{k,t,h}$

Ce problème permet donc de connaître quand et où les investissements en production doivent être réalisés, étant donné le coût de production et le tarif de réseau. Les variables de décision d'investissement en production $\delta_{k,t}$ permettent de calculer la capacité maximale de chaque moyen de production k pour chaque année t . En supposant que la capacité initiale de production de la centrale k vaut $S_{ini,k}$, alors la capacité S_{max,k,t_c} de la centrale à l'année courante t_c se calcule de la façon suivante :

$$S_{max,k,t_c} = S_{ini,k} + Q \sum_{t=1}^{t_c} \delta_{k,t} \quad (4-24)$$

En fonction des décisions d'investissement en production, les conditions de conduite du système changent donc.

Ayant défini l'ensemble des éléments de notre problème, nous voyons maintenant comment ils interagissent entre eux.

2. 2. 7. Interaction entre les signaux de localisation et les décisions d'investissement en réseau et en production

Sauma-Oren [2006a, b] supposent que les décisions d'investissement sont séquentielles avec une priorité donnée aux investissements en production. En effet, le GRT ne peut pas prendre sa décision uniquement à partir des calculs d'investissement qui aboutissent à la configuration optimale. S'il procède ainsi alors que le producteur prend une décision d'investissement différente de l'optimum, le résultat risque d'être très loin de l'optimum. Le producteur peut construire une centrale loin de la consommation sans que le GRT ne veuille renforcer le réseau. Ou le producteur peut construire une centrale proche de la consommation alors que le GRT renforce le réseau car il s'attendait à un investissement en production loin de la consommation. Donc, le GRT ne doit pas développer le réseau comme si les investissements en production se localisent de façon optimale. Le GRT doit développer le réseau de façon optimale compte tenu des décisions du producteur (Stoft [2006]).

Dans le même temps, il peut être intéressant de considérer des situations où le GRT ne peut réaliser d'investissement en réseau. C'est un effet une situation courante à cause des oppositions au passage des lignes électriques. Dans ce cas, les producteurs doivent adapter la

localisation de leurs moyens de production afin d’approvisionner tout de même la consommation.

Contrairement à Sauma-Oren [2006a, b] qui considèrent que les investissements en réseau et en production se succèdent, nous ne faisons alors aucune hypothèse sur celui qui prendra le premier sa décision d’investissement. Nous pouvons ainsi voir apparaître différentes solutions du problème d’investissement dans un système libéralisé. Ce choix de modélisation nous permet également de mieux mesurer l’impact des signaux de localisation en voyant leurs effets sur les différentes solutions du problème d’investissement. Notamment, l’observation de ces différentes solutions du problème d’investissement nous permet de montrer les effets non-linéaires des tarifs de réseau, et ceux induits par les indivisibilités du réseau²⁴⁰.

Ce faisant, nous facilitons aussi la modélisation de l’interaction des décisions d’investissement, en évitant le problème « d’équilibre sous contraintes d’équilibre » (EPEC, *Equilibrium Problems with Equilibrium Constraints*) qui est de toute façon résolu par des approches similaires à la nôtre²⁴¹.

Nous réalisons donc une double minimisation, respectivement de la fonction objectif du GRT et de la fonction objectif du producteur comme suit.

$$\left\{ \begin{array}{l} \min_{\delta_t} \sum_t (1+a)^{-t} \left[\delta_t I_T + \sum_k \sum_h (C_k(\hat{S}_{k,t,h}) - C_k(\tilde{S}_{k,t,h})) \right] \\ \min_{\delta_{k,t}} \sum_t (1+a)^{-t} \sum_k \left[\delta_{k,t} I_k + \text{Tarif}_{k,t} + \sum_h C_k(S_{k,t,h}) \right] \end{array} \right. \quad (4-25)$$

Sous contrainte de la conduite du système qui permet de déterminer les quantités produites

La résolution de ce problème est complexe pour trois raisons. Premièrement, les variables de décisions du GRT et du producteur sont binaires. Deuxièmement, le calcul du tarif est une moyenne. Ces deux caractéristiques créent des non-linéarités qui empêchent toute résolution analytique de notre problème. Enfin, c’est un problème de double optimisation. À cause de ces trois caractéristiques, notre problème diffère de ceux qui peuvent être résolus par les méthodes analytiques classiques. C’est pourquoi nous étudions les conditions d’équilibre grâce à un exemple numérique. Les simulations numériques se présentent comme une alternative aux études analytiques quand il est impossible d’obtenir des résultats analytiques (Walliser [2005]).

²⁴⁰ Les indivisibilités des investissements en production participent aussi à la non-linéarité du problème mais dans une moindre mesure étant donné le choix des paramètres de notre exemple numérique (cf. 2.2.1).

²⁴¹ Sauma-Oren [2006a, b] utilisent aussi le concept de solutions dominantes pour résoudre leur problème.

Nous résolvons donc ce problème à l'aide d'un algorithme génétique. Deux caractéristiques de notre problème nous poussent à utiliser un algorithme génétique pour résoudre ce problème. Les algorithmes génétiques sont des heuristiques adaptées à la résolution de problèmes avec des variables binaires (Goldberg [1989]), en particulier au problème d'investissement du système électrique (Latorre *et al.* [2003]). Les algorithmes génétiques permettent aussi de trouver des solutions approchées des équilibres de problème de double minimisation par recherche de points dominants (Srinivas-Deb [1995]). Les points dominants d'un problème de double minimisation se définissent de la façon suivante. Le problème de double minimisation que nous souhaitons résoudre est de la forme suivante,

$$\begin{cases} \min_{\delta_t} F(\overline{\delta}_t, \overline{\delta}_{k,t}) \\ \min_{\delta_{k,t}} G(\overline{\delta}_t, \overline{\delta}_{k,t}) \end{cases} \quad (4-26)$$

où F et G représentent respectivement la fonction objectif du GRT et celle du producteur dans notre cas.

On dit d'un point $(\overline{\delta}_t^*, \overline{\delta}_{k,t}^*)$ qu'il en domine un autre $(\overline{\delta}_t^{\$}, \overline{\delta}_{k,t}^{\$})$ si

$$\begin{aligned} F(\overline{\delta}_t^*, \overline{\delta}_{k,t}^*) < F(\overline{\delta}_t^{\$}, \overline{\delta}_{k,t}^{\$}) \text{ et } G(\overline{\delta}_t^*, \overline{\delta}_{k,t}^*) \leq G(\overline{\delta}_t^{\$}, \overline{\delta}_{k,t}^{\$}) \\ \text{ou } F(\overline{\delta}_t^*, \overline{\delta}_{k,t}^*) \leq F(\overline{\delta}_t^{\$}, \overline{\delta}_{k,t}^{\$}) \text{ et } G(\overline{\delta}_t^*, \overline{\delta}_{k,t}^*) < G(\overline{\delta}_t^{\$}, \overline{\delta}_{k,t}^{\$}) \end{aligned} \quad (4-27)$$

Les points dominants dominent donc au sens précédemment défini tous les autres points possibles. L'ensemble des points dominants est appelé « front de Pareto ». On retrouve la notion d'optimalité de Pareto : si les objectifs sont contradictoires, on ne peut améliorer un objectif sans dégrader l'autre. À ce titre, les points dominants du problème d'optimisation peuvent aussi être qualifiés d'équilibres. Comme nos deux critères à optimiser sont contradictoires, il existe ainsi plusieurs points d'équilibres pour notre système. C'est ce qu'illustre la figure 4.14 où les axes des abscisses et des ordonnées représentent respectivement la valeur d'un point $(\overline{\delta}_t, \overline{\delta}_{k,t})$ pour les fonctions objectif G et F^{242} . Le front de Pareto est l'ensemble des points qui minimisent les deux fonctions. Ce sont donc les points qui sont les plus proches du coin inférieur gauche, soit les carrés clairs sur la figure 4.14.

²⁴² La figure 4.14 n'est qu'un exemple pour illustrer ce qu'est un front de Pareto et n'a pas de rapport avec notre problème d'investissement du système électrique.

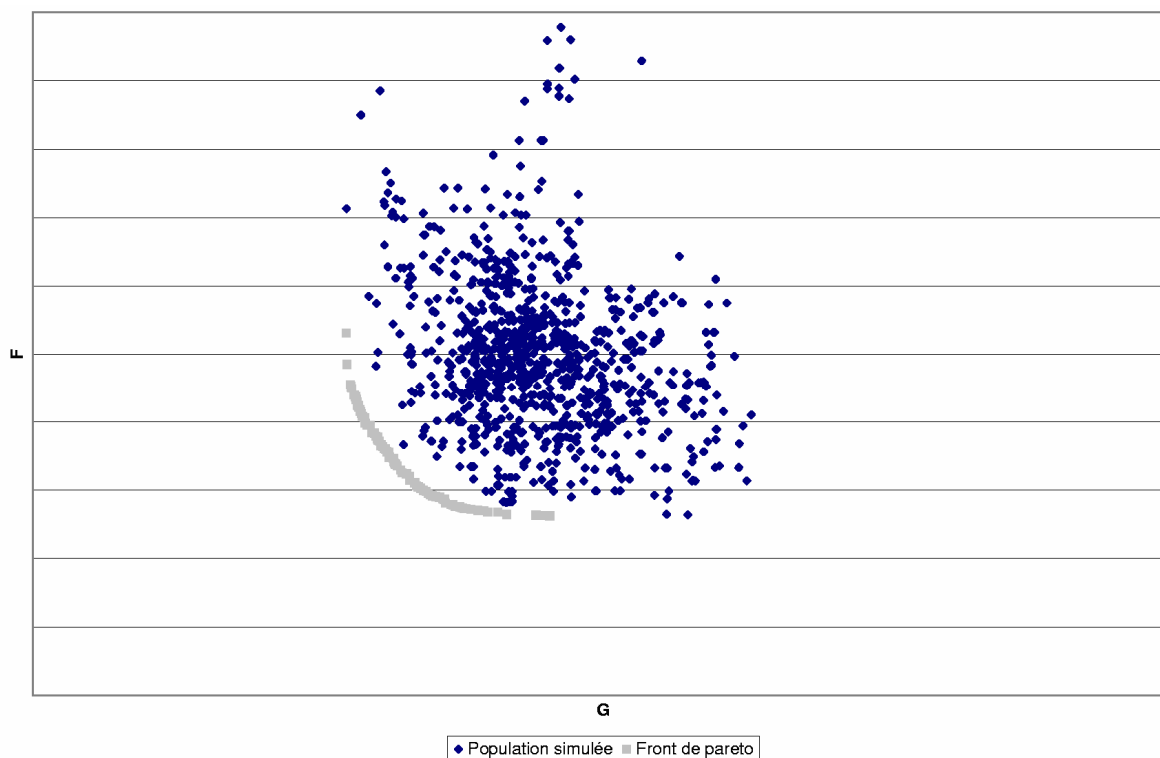


Figure 4.14 Front de Pareto d'une double minimisation

La recherche de points dominants par algorithme génétique consiste donc à s'approcher par itération des solutions d'équilibre du problème de double optimisation. Pour notre problème, cette heuristique commence par générer un grand nombre de plans d'investissement pour le réseau et la production. Ces plans d'investissement sont ensuite évalués à l'aide des fonctions objectif du GRT et du producteur. Seuls les meilleurs de ces plans d'investissement sont conservés. Représentés graphiquement, ces meilleurs plans d'investissement sont ceux situés le plus en bas à gauche (cf. figure 4.14). Les plans d'investissement retenus sont ensuite « mélangés » entre eux pour créer de nouveaux plans d'investissement. La procédure précédente est renouvelée sur cette nouvelle population de façon à trouver des solutions qui améliorent conjointement les fonctions objectif du GRT et du producteur. Cette procédure itérative permet de trouver des plans d'investissement proches des équilibres du problème de double minimisation.

Cette modélisation va nous permettre d'étudier l'efficacité de la coordination entre production et transport que permettent de réaliser les combinaisons suivantes de signaux de localisation.

2. 2. 8. Combinaisons de signaux de localisation étudiées

Nous faisons varier la mise en œuvre de deux modules : la conduite du système à court terme et l'incitation à la localisation à long terme. La conduite du système à court terme peut

s'effectuer grâce au pricing nodal ou par un marché de l'énergie à prix unique suivi d'un redispatching. Pour l'incitation à la localisation à long terme, le tarif avec participation moyenne peut être appliqué ou non aux producteurs. Voici les différentes combinaisons d'options que nous considérons.

Tableau 4.6 Combinaisons de signaux de localisation étudiées

Option de conduite du système	Tarif de réseau
a) Redispatching	i. Pas de tarif
	ii. Tarif avec participation moyenne
b) Pricing nodal	i. Pas de tarif
	ii. Tarif avec participation moyenne

Nous évaluons maintenant l'efficacité de ces différentes combinaisons de signaux pour coordonner la localisation des moyens de production et les investissements en réseau.

2. 3. RÉSULTATS ET ANALYSES

Nous présentons ici les résultats de nos simulations et nous les analysons. Pour évaluer l'efficacité des signaux de localisation pour coordonner la production et le transport, nous nous référons à la coordination que réalise une entreprise intégrée bienveillante en minimisant le coût social du système étudié. En prenant ce cas comme référence, nous mesurons ensuite l'efficacité du pricing nodal et du tarif avec participation moyenne pour coordonner les investissements en réseau et en production dans un système libéralisé.

Nous retrouverons que le pricing nodal ne suffit pas pour coordonner à long terme la production et le transport. Nous montrerons aussi que le tarif avec participation moyenne permet d'accroître considérablement l'efficacité de la coordination à long terme entre la production et le transport, même quand la conduite du système est réalisée par redispatching. Néanmoins, à cause des indivisibilités du réseau et de son mode de définition, ce tarif n'assure pas l'optimalité de la localisation des investissements en production.

2. 3. 1. Investissements de l'entreprise intégrée bienveillante comme point de comparaison

Pour pouvoir mesurer l'efficacité des signaux de coordination, nous prenons comme référence l'investissement par définition optimal d'une entreprise bienveillante verticalement intégrée. Une telle entreprise minimise donc l'ensemble des coûts du système, coût d'investissement en réseau, coût d'investissement en production et coût de production de court terme, sous contrainte de capacités du système.

$$\min_{\delta_t, \hat{\delta}_{k,t}} \sum_t (1+a)^{-t} \left[\delta_t I_T + \sum_k \left(\delta_{k,t} I_k + \sum_h C_k (\hat{S}_{k,t,h}) \right) \right] \quad (4-28)$$

Sous contrainte de la conduite du système pour déterminer les quantités produites $\hat{S}_{k,t,h}$

Compte tenu des données du problème, cette optimisation aboutit à un coût social de 6,04 milliards d'euros²⁴³. La localisation la plus efficace de la production se fait à l'est, proche de la consommation, sauf pour le premier investissement en base qui s'effectue à l'ouest (figure 4.15).

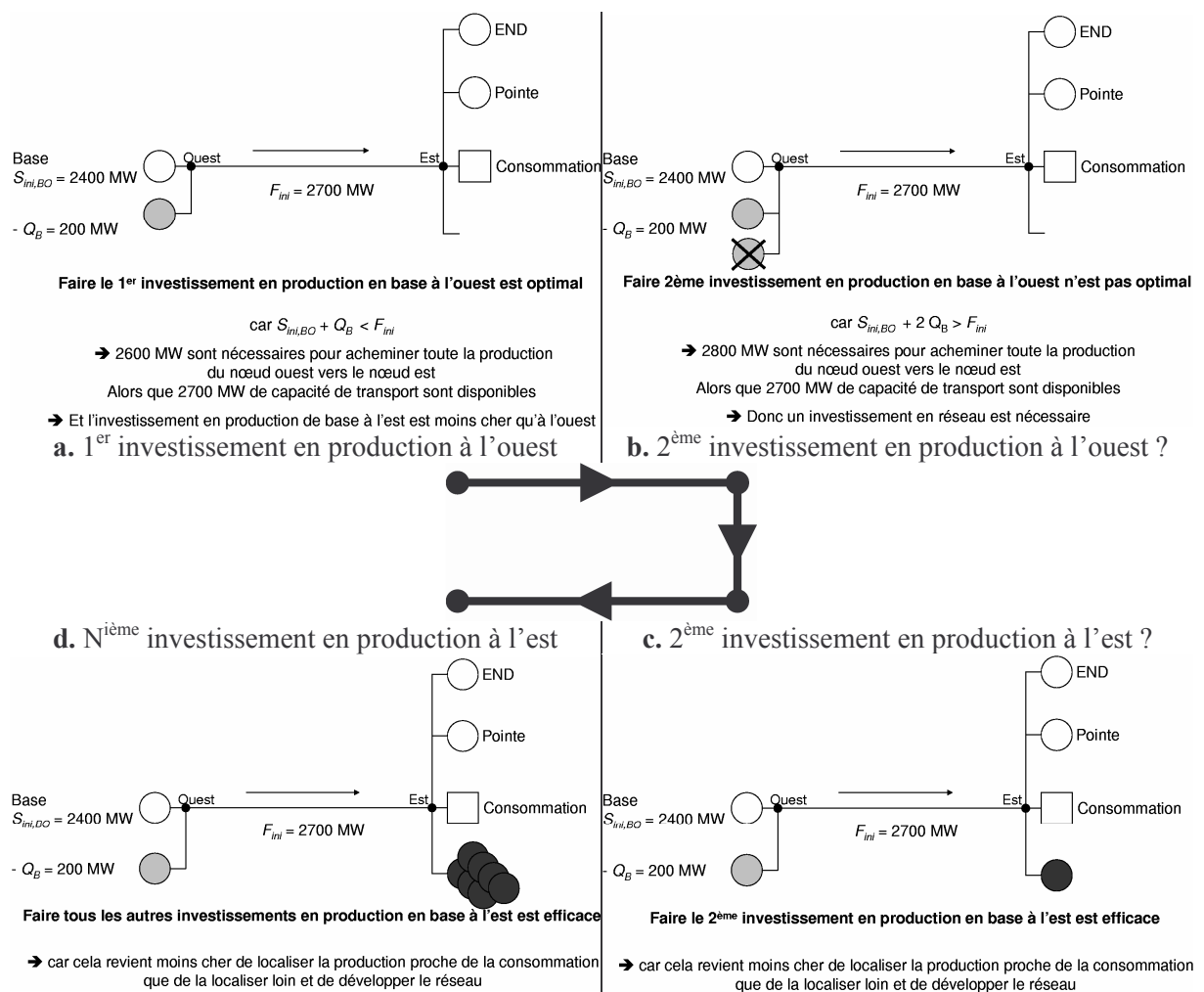


Figure 4.15 Séquence optimale d'investissement en production

²⁴³ Cette optimisation a aussi été réalisée grâce à un algorithme génétique.

En effet, la capacité initiale de transport est de 2700 MW. Et il n’y a initialement que 2400 MW de capacité de production à l’ouest loin de la consommation. Il y a donc 300 MW de capacité de transport libre, capacité suffisante pour acheminer la production d’une et une seule nouvelle unité de base de 200 MW de capacité (figure 4.15 **a.** et **b.**). Pour les investissements en production suivants, certes, le coût d’investissement de la production est plus élevé à l’est qu’à l’ouest. Mais la localisation de la production à l’ouest nécessiterait de renforcer le réseau pour assurer l’équilibre entre production et consommation. Il est donc moins coûteux de localiser la production proche de la consommation (figure 4.15 **c.** et **d.**).

Nous mesurons maintenant l’écart entre l’optimum du système que nous venons d’obtenir et les équilibres du système libéralisé où la production et le transport sont séparés mais coordonnés par les signaux de localisation. Nous présentons tout d’abord les équilibres du problème de double minimisation lorsqu’aucun signal de localisation n’est mis en œuvre.

2. 3. 2. Équilibres du système sans signaux de coordination

Afin d’analyser l’efficacité des signaux de localisation pour coordonner la production et le transport, nous commençons par étudier le pire des cas lorsqu’aucun signal de coordination n’est mis en œuvre, ni à court terme ni à long terme. Les congestions sont donc gérées par redispatching, et le producteur ne paie pas de tarif de réseau. Le problème de double minimisation que nous devons résoudre est le suivant.

$$\begin{cases} \min_{\delta_t} \sum_t (1+a)^{-t} \left[\delta_t I_t^T + \sum_k \sum_h C_k (\hat{S}_{k,t,h}) - C_k (\tilde{S}_{k,t,h}) \right] \\ \min_{\delta_{k,t}} \sum_t (1+a)^{-t} \sum_k \left[\delta_{k,t} I_{k,t} + \sum_h C_k (\tilde{S}_{k,t,h}) \right] \end{cases} \quad (4-29)$$

\hat{S} étant déterminé par la conduite du système en tenant compte des congestions,
 \tilde{S} sans en tenir compte

Nous caractérisons tout d’abord chaque équilibre par les valeurs respectives données aux fonctions objectif du GRT et du producteur. Nous positionnons ainsi l’ensemble des solutions dominantes du problème dans le plan défini par la fonction objectif du producteur en abscisse et la fonction objectif du GRT en ordonnée (figure 4.16).

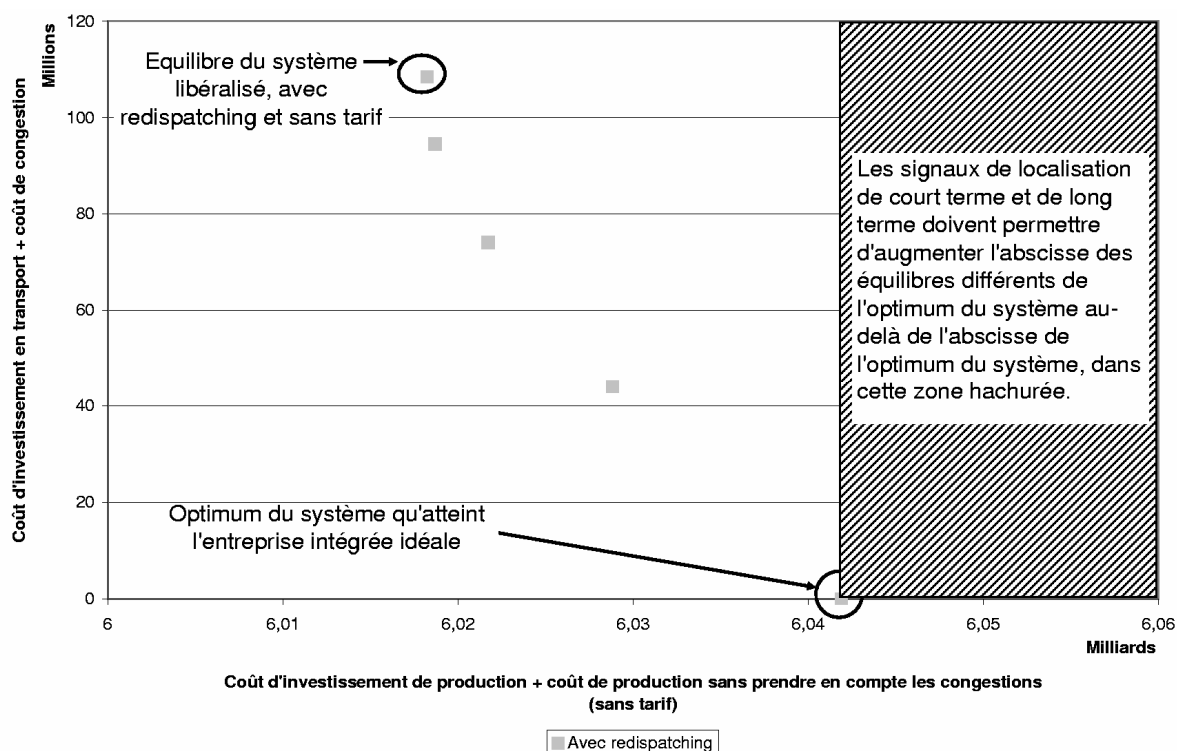


Figure 4.16 Équilibres du problème d'investissement dans un système libéralisé sans signal de localisation

Nous observons sur la figure 4.16 des équilibres multiples correspondant aux solutions dominantes dans la double minimisation. Des équilibres multiples existent car le coût du réseau peut être diminué en augmentant le coût du producteur²⁴⁴. Ceci est possible car le producteur ne perçoit pas les coûts du réseau générés par sa décision de localisation.

L'optimum global du système atteint par l'entreprise intégrée idéale est celui avec le coût du réseau le plus faible. Il est en bas de la figure. Vis-à-vis de la minimisation du coût social, les autres équilibres ne sont pas optimaux. Par ailleurs, dans le système libéralisé, le producteur cherche à atteindre le point le plus à gauche sur la figure car il y minimise son coût. Pour que les signaux de localisation permettent de coordonner de façon optimale la production et le transport d'électricité, ils doivent pénaliser suffisamment le producteur lorsqu'il ne prend pas la décision d'investissement qui minimise le coût social. Ainsi, pour que le producteur prenne les décisions d'investissement optimales, les plans d'investissement sous-optimaux doivent lui coûter plus cher que le plan d'investissement optimal du système. Graphiquement, les signaux de localisation doivent donc amener les points sous-optimaux à la droite de l'optimum du système, dans la partie hachurée de la figure 4.16.

²⁴⁴ Si le producteur construit ses moyens de production de base proche de la consommation, le coût de ses investissements est plus important mais aucun renforcement du réseau n'est alors nécessaire.

Nous étudions tout d'abord l'effet du pricing nodal sur la coordination entre la production et le transport d'électricité.

2. 3. 3. Effet du pricing nodal sur la coordination entre la production et le réseau

Nous analysons ici l'efficacité du pricing nodal pour coordonner la localisation des investissements en production et le développement du réseau. Pour cela, nous supposons que le producteur ne paie pas de tarif de réseau. Comme le producteur paie le pricing nodal mais pas de tarif, le problème que nous devons résoudre est le suivant.

$$\left\{ \begin{array}{l} \min_{\delta_t} \sum_t (1+a)^{-t} \left[\delta_t I_T + \sum_k \sum_h C_k(\hat{S}_{k,t,h}) - C_k(\tilde{S}_{k,t,h}) \right] \\ \min_{\delta_{k,t}} \sum_t (1+a)^{-t} \sum_k \left[\delta_{k,t} I_k + \sum_h C_k(\hat{S}_{k,t,h}) \right] \end{array} \right. \quad (4-30)$$

\hat{S} étant déterminé par la conduite du système en tenant compte des congestions,
 \tilde{S} sans en tenir compte

Nous caractérisons tout d'abord chaque équilibre de ce problème par les valeurs respectives données aux fonctions objectif du GRT et du producteur. Nous positionnons ainsi l'ensemble des solutions dominantes du problème dans le plan défini par la fonction objectif du producteur en abscisse et la fonction objectif du GRT en ordonnée. Sur la figure 4.17, nous comparons la position de ces équilibres avec ceux obtenus sans aucun signal de localisation pour évaluer l'effet du pricing nodal.

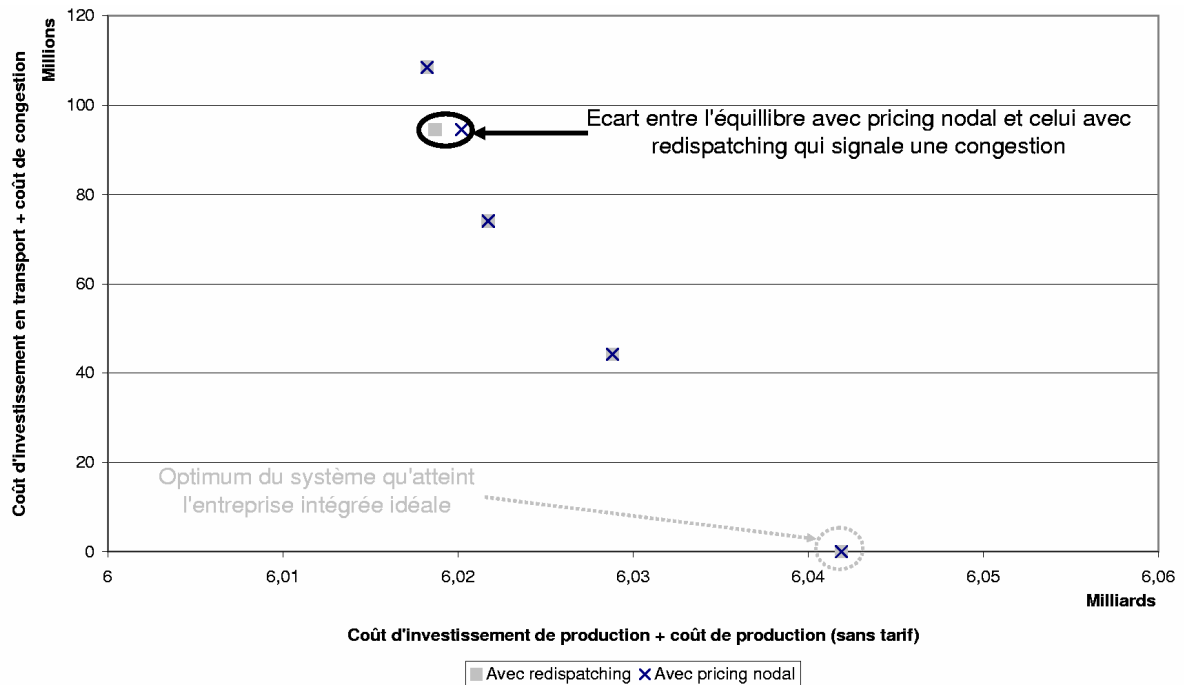


Figure 4.17 Équilibres du problème d'investissement dans un système dérégulé, sans tarif. Comparaison des équilibres avec redispaching et avec pricing nodal

Les équilibres obtenus avec redispaching sont représentés par des carrés clairs tandis que ceux obtenus avec le pricing nodal sont représentés par des croix foncées. En comparant la position des équilibres avec redispaching et avec pricing nodal, nous constatons que le pricing nodal n'a aucun effet pour l'exemple que nous avons pris. Seul un des équilibres (entouré en gras sur la figure 4.17) présente une légère congestion qui pénalise très peu le producteur pour l'inefficacité de sa décision de localisation.

Cette absence d'effet du pricing nodal sur la décision de localisation du producteur s'explique de la façon suivante. Avec les valeurs que nous avons prises pour les données du problème, les investissements réseau annihilent quasi systématiquement les congestions. Comme les congestions n'apparaissent jamais ou presque (à cause des indivisibilités du réseau), le producteur ne constate aucun différentiel de prix nodaux. Il choisit donc de faire ses investissements en production sans tenir compte des coûts du réseau. Il choisit d'investir loin de la consommation à l'Ouest, ce qui nécessite la construction de lignes électriques.

Toutefois, ce cas n'est pas représentatif de toutes les situations que l'on peut observer dans la réalité. Il est possible qu'une congestion subsiste suite au renforcement d'une ligne électrique. Mais même dans ces situations, le pricing nodal ne permet pas non plus de coordonner la production et le transport d'électricité à long terme. Pour le montrer, nous réduisons la capacité de transport initiale à 2550 MW sans modifier les autres données de notre problème. Avec une telle condition initiale, l'optimum du système correspondant aux investissements d'une entreprise intégrée bienveillante vaut 6,05 milliards d'euros. Tous les

investissements en production y sont réalisés à l'est près de la consommation sans besoin de développer le réseau.

Si les congestions sont gérées par redispatching, les équilibres de la double minimisation avec une telle condition initiale peuvent être positionnés dans le plan défini par la fonction objectif du producteur en abscisse et la fonction objectif du GRT en ordonnée comme suit. Ces équilibres sont les carrés clairs sur la figure 4.18. Lorsque ces équilibres sont évalués avec un pricing nodal, nous obtenons les croix foncées et les équilibres qui constituent le front de Pareto dans ce cas sont signalés par les croix entourées.

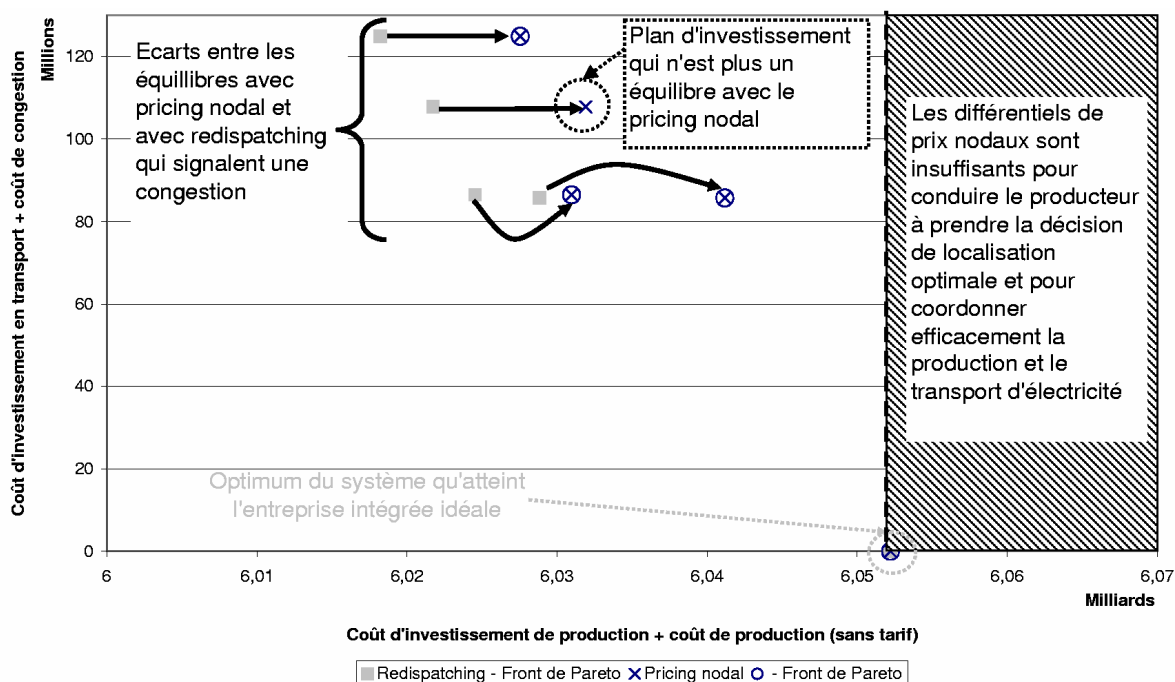


Figure 4.18 Équilibres du problème d'investissement dans un système dérégulé avec redispatching, sans tarif, capacité initiale de transport = 2550 MW

Nous constatons que seul un équilibre sous-optimal avec redispatching perd sa qualité d'équilibre lorsqu'il est évalué avec le pricing nodal. Sur la figure 4.18, c'est la seule croix à ne pas être entourée d'un cercle bleu. Il est par ailleurs signalé comme n'étant plus un équilibre sur la figure.

Les flèches entre les équilibres avec redispatching et ceux avec pricing nodal signalent l'effet du pricing nodal sur le coût du producteur. Nous constatons ainsi que pour tous les équilibres sauf l'optimum (où il n'y a pas de congestion dans notre exemple), le pricing nodal pénalise le producteur, mais trop peu. Car tous les équilibres en redispatching sauf un restent des équilibres avec pricing nodal.

Nous remarquons aussi que le pricing nodal n'élimine pas préférentiellement l'équilibre avec le coût du réseau le plus élevé. L'équilibre avec le coût du réseau le plus élevé n'est que faiblement pénalisé par le pricing nodal. C'est encore une fois à cause des indivisibilités de réseau. Pour cette stratégie d'investissement, le producteur installe toutes ses installations de production en base à l'ouest, loin de la consommation. Cela oblige le GRT à développer la capacité du réseau de transport. Et les indivisibilités des investissements réseau déprécient le différentiel de prix nodaux de telle façon que le producteur n'a plus d'information sur le coût du réseau. Le producteur n'est donc que très partiellement informé des coûts que ce comportement génère pour le système.

Ces deux cas de congestion sont représentatifs de situations réelles (Stoft [2006]). Nos simulations montrent que le pricing nodal n'a qu'un effet très limité pour la coordination du transport et de la production d'électricité à long terme. Et cet effet n'est présent que dans les situations où le réseau reste congestionné après son renforcement.

La conclusion selon laquelle le pricing nodal participe à la coordination entre la production et le transport à long terme dans certaines configurations doit être nuancée. Nous avons formulé une hypothèse forte. Nous supposons que le producteur sait parfaitement anticiper les prix nodaux à la suite du renforcement du réseau. Or le renforcement du réseau, même lorsqu'il laisse persister des congestions, modifie substantiellement les prix nodaux. Dans la réalité, le producteur ne connaît pas suffisamment toutes les données d'évolution du système électrique pour anticiper les prix nodaux suite aux renforcements du réseau. Les prix nodaux participent à la coordination à long terme entre la production et le transport d'électricité, mais ils doivent être complétés par des signaux de localisation de long terme. Les signaux de long terme sont d'autant plus nécessaires que certains systèmes électriques ne peuvent pas mettre en place le pricing nodal, ni même sa version zonale, à cause de leur structure de gouvernance (cf. chapitre 3).

2.3.4. Effet du tarif avec participation moyenne sur la coordination entre la production et le réseau

Pour éviter que des équilibres sous-optimaux n'apparaissent dans le cas du redispatching mais aussi dans certaines situations pour le pricing nodal, il est nécessaire de faire supporter au producteur le coût des investissements du réseau que ses décisions de localisation engendrent. Le GRT doit aussi envoyer des signaux de localisation dans d'autres circonstances, lorsqu'il ne peut pas développer le réseau en raison d'oppositions sociétales aux lignes par exemple. Pour analyser l'effet du tarif avec participation moyenne, nous supposons dans un premier temps que la conduite du système s'effectue par redispatching. Il n'y a donc pas de signaux de localisation à court terme. Le problème de double maximisation que nous devons résoudre dans ce cas est le suivant.

$$\begin{cases} \min_{\delta_t} \sum_t (1+a)^{-t} \left[\delta_t I_t^T + \sum_k \sum_h C_k (\hat{S}_{k,t,h}) - C_k (\tilde{S}_{k,t,h}) \right] \\ \min_{\delta_{k,t}} \sum_t (1+a)^{-t} \sum_k \left[\delta_{k,t} I_{k,t} + \text{Tarif}_{k,t} + \sum_h C_k (\tilde{S}_{k,t,h}) \right] \end{cases} \quad (4-31)$$

\hat{S} étant déterminé par la conduite du système en tenant compte des congestions,
 \tilde{S} sans en tenir compte

Pour réaliser nos simulations, nous fixons dans un premier temps la capacité initiale de transport à 2700 MW. Nous caractérisons chaque solution par les valeurs respectives données aux fonctions objectif du GRT et du producteur définies ci-dessus. Nous positionnons l'ensemble des solutions dominantes du problème dans le plan défini par la fonction objectif du producteur en abscisse et la fonction objectif du GRT en ordonnée (figure 4.19). Comme précédemment, les équilibres avec redispatching sans tarif sont représentés par les carrés clairs. Lorsque ces équilibres sont évalués avec le tarif, nous obtenons les triangles foncés et les équilibres qui constituent le front de Pareto dans ce cas sont signalés par les triangles entourés. Les flèches entre les équilibres avec redispatching sans tarif et ceux avec tarif signalent l'effet du tarif de réseau sur le coût du producteur.

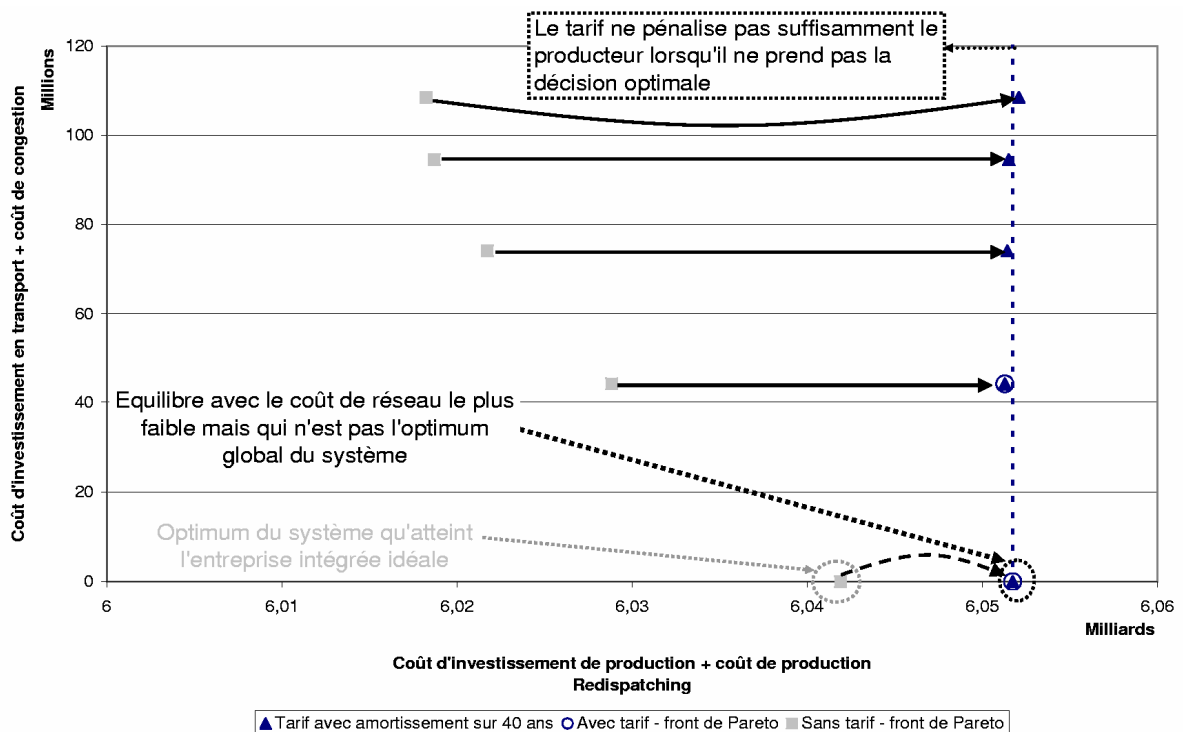


Figure 4.19 Impact du tarif d'accès avec participation moyenne sur la coordination des investissements réseau et production, avec un amortissement des coûts du réseau sur quarante ans

Nous constatons que si le producteur paie un tarif d'accès au réseau, il n'y a plus que deux équilibres, représentés sur la figure 4.19 par les triangles foncés entourés. Les trois autres équilibres précédemment constatés sans tarif disparaissent²⁴⁵. Soit le tarif rend ces stratégies d'investissement en production moins intéressantes que celle correspondant à l'optimum global. Soit ces stratégies se retrouvent dominées par les équilibres du problème avec le tarif de réseau. Cette simulation montre donc que le tarif ainsi conçu incite le producteur à ne pas investir loin de la consommation, mais pas suffisamment dans certaines situations. Cette simulation montre aussi qu'il n'est pas suffisant de s'intéresser à l'équilibre qui minimise la fonction objectif du producteur. Certes, le tarif fait perdre à cette stratégie son statut d'équilibre. Mais le tarif n'assure pas pour autant que le producteur opte alors pour la stratégie d'investissement en production qui mène à l'optimum global²⁴⁶.

Par ailleurs, l'équilibre avec le coût de réseau le plus faible (cerclé de pointillés sur la figure 4.19) ne correspond pas à l'optimum atteint par l'entreprise intégrée. Car le tarif de réseau pénalise malheureusement le producteur pour le plan d'investissement optimal. En effet, à l'optimum, tous les investissements de production en base se situent au même nœud que la consommation sauf le premier car il y a initialement 300 MW de capacité de transport disponible (cf. figure 4.15). Mais, à l'équilibre avec tarif où le coût du réseau est le plus faible, le producteur ne réalise pas ce premier investissement loin de la consommation. Car, pour lui, il est moins coûteux de localiser tous ses moyens de production en base au même nœud que la consommation, y compris le premier, qui l'obligerait autrement à payer le tarif de réseau. Certes, le tarif de réseau permet d'améliorer la coordination mais il n'y a donc aucune garantie qu'il permette d'atteindre l'optimum du système.

Pour inciter le producteur à choisir l'équilibre avec le coût du réseau le plus faible²⁴⁷, il peut être nécessaire de modifier les paramètres du tarif de réseau. En effet, nous savons qu'en modulant la durée d'amortissement du coût du réseau, il est possible de moduler l'effet incitatif du tarif de réseau. Plus précisément, la durée d'amortissement induit deux effets contraires sur le tarif de réseau (cf. chapitre 2 section 3.1.5). Premièrement, l'augmentation de cette durée diminue les annuités d'amortissement. Mais dans le même temps, le recouvrement du coût du réseau s'effectue sur un temps plus long. Ce deuxième effet est surtout sensible pour la capacité initiale de transport du problème d'investissement que nous considérons ici. Une nouvelle simulation nous permet de mesurer quel effet prévaut sur le tarif de réseau pour notre exemple.

²⁴⁵ Ce sont les trois triangles foncés qui ne sont pas entourés.

²⁴⁶ Ce résultat confirme donc l'intérêt de considérer tous les équilibres du problème de double minimisation.

²⁴⁷ L'équilibre avec le coût du réseau le plus faible ne correspond pas nécessairement à l'optimum global du système, comme nous venons de le voir.

Nous comparons l'effet du tarif de réseau pour deux durées d'amortissement. Pour cela, nous positionnons sur la figure 4.20 les différentes stratégies d'investissement dans le plan défini par la fonction objectif du producteur en abscisse et par la fonction objectif du GRT en ordonnée. Sur cette figure, les triangles foncés correspondent à l'évaluation de ces stratégies quand le tarif de réseau est conçu avec une durée d'amortissement de quarante ans (comme lors de nos calculs précédents). Les losanges clairs correspondent à l'évaluation de ces stratégies quand le tarif de réseau est conçu avec une durée d'amortissement de cinquante-cinq ans. Les stratégies qui forment le front de Pareto de chacun de ces ensembles sont entourées dans la teinte adéquate.

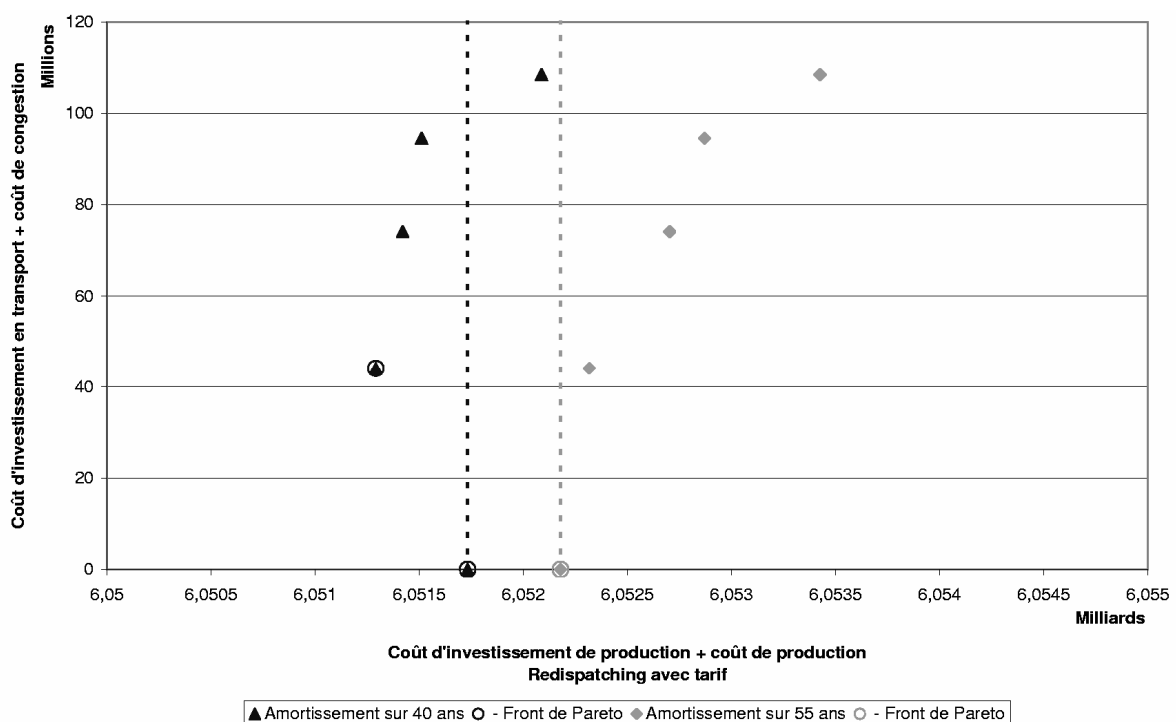


Figure 4.20 Impact de la durée d'amortissement des investissements réseau sur l'effet incitatif du tarif avec participation moyenne pour la coordination entre les investissements en production et ceux en réseau

Nous constatons qu'en prenant une durée d'amortissement plus longue, cinquante-cinq ans dans cet exemple²⁴⁸, le tarif d'accès incite suffisamment le producteur lorsqu'il investit loin de la consommation pour que seul le plan d'investissement avec le coût du réseau le plus faible soit un équilibre. Ce résultat s'explique de la façon suivante. Augmenter la durée d'amortissement réduit certes l'amortissement que le GRT reçoit chaque année. Mais cela permet aussi à la Base des Actifs Régulés de diminuer moins rapidement. Or le Revenu

²⁴⁸ Cf. équation (4-22), page 270 : $RMA(n) = BAR(n) \times WACC + Annuités(n)$

Maximum Autorisé comprend non seulement l'amortissement du réseau, mais aussi la rémunération de la BAR au coût du capital (*WACC*). Pour notre situation, sur le long terme, la rémunération que le GRT perd avec une annuité d'amortissement plus faible est compensée par celle qu'il gagne sur la BAR. Ainsi, le tarif à long terme est globalement plus élevé et pénalise donc davantage le producteur.

Toutefois, ce résultat doit être considéré avec beaucoup de précautions car il est très dépendant de la durée d'amortissement du réseau existant. Il nous permet uniquement de constater que la durée d'amortissement du réseau influence l'effet incitatif du tarif. Par ailleurs, la durée d'amortissement du réseau est un outil de régulation des investissements du réseau de transport (FERC [2005b, 2006]). La modifier peut changer l'incitation à l'investissement du propriétaire du réseau. Rallonger la durée d'amortissement du réseau peut inciter le GRT à sous-investir si elle dépasse la durée de vie des lignes. Raccourcir la durée d'amortissement peut inciter le GRT à sur-investir si elle est plus courte que la durée de vie des lignes. La durée d'amortissement du réseau est donc un paramètre utile pour régler l'incitation du tarif de réseau, mais sensible pour l'incitation à l'investissement du propriétaire du réseau.

De même, la clé de répartition des coûts du réseau entre producteurs et consommateurs peut influencer l'efficacité du tarif d'accès en réduisant le tarif payé par le producteur. Pour les calculs ci-dessus, nous avons supposé que la part G^{249} du coût payé par le producteur pour la partie utilisée de la ligne valait 50%, cette clé de répartition étant naturelle pour le tarif avec participation moyenne (Bialek [1997]). D'après nos calculs, pour notre exemple, la réduction de la clé de répartition producteur-consommateur en deçà de 50% supprimerait substantiellement l'intérêt d'un tarif d'accès avec participation moyenne.

2. 3. 5. Effet conjugué du tarif avec participation et du pricing nodal pour la coordination entre la production et le transport

Nous analysons ici l'efficacité conjointe du pricing nodal et du tarif de réseau pour coordonner les investissements en réseau et en production. D'après nos résultats précédents, nous savons que cet effet conjoint ne dépassera pas l'effet de chacun des signaux de localisation lorsque la capacité initiale de transport est de 2700 MW. Avec cette donnée initiale, un équilibre seulement présente des congestions et dans une proportion trop faible pour que la mise en œuvre conjointe du pricing nodal et du tarif de réseau ne change les résultats précédents.

À l'inverse, lorsque la capacité initiale de transport est fixée à 2550 MW, nous avons vu que les congestions étaient significatives. Le pricing nodal seul n'incite toutefois pas

²⁴⁹ G pour *generation*.

suffisamment le producteur pour qu'il choisisse la stratégie d'investissement en production qui mène à l'optimum global. Pour voir l'effet conjugué du pricing nodal et du tarif avec participation moyenne sur la coordination entre les investissements en production et en transport, nous résolvons le problème suivant.

$$\left\{ \begin{array}{l} \min_{\delta_t} \sum_t (1+a)^{-t} \left[\delta_t I_t^T + \sum_k \sum_h C_k(\hat{S}_{k,t,h}) - C_k(\tilde{S}_{k,t,h}) \right] \\ \min_{\delta_{k,t}} \sum_t (1+a)^{-t} \sum_k \left[\delta_{k,t} I_{k,t} + Tarif_{k,t} + \sum_h C_k(\hat{S}_{k,t,h}) \right] \end{array} \right. \quad (4-32)$$

\hat{S} étant déterminé par l'opération du système en tenant compte des congestions,
 \tilde{S} sans en tenir compte

Nous caractérisons chaque solution par les valeurs respectives données aux fonctions objectif du GRT et du producteur définies ci-dessus. Nous positionnons l'ensemble des solutions dominantes du problème dans le plan défini par la fonction objectif du producteur en abscisse et la fonction objectif du GRT en ordonnée (figure 4.21). Les équilibres avec redispatching sans tarif sont représentés par les carrés clairs. Ces équilibres évalués avec le pricing nodal sans tarif sont représentés par les croix « x » foncés. Lorsque ces points sont des équilibres du front de Pareto, ils sont entourés. Les équilibres avec redispatching et avec le tarif de réseau sont représentés par les triangles foncés²⁵⁰. Ces équilibres lorsqu'ils sont évalués avec pricing nodal et avec le tarif de réseau sont représentés par les croix « + ».

²⁵⁰ Nous reprenons ici les hypothèses d'un réseau amorti sur quarante ans.

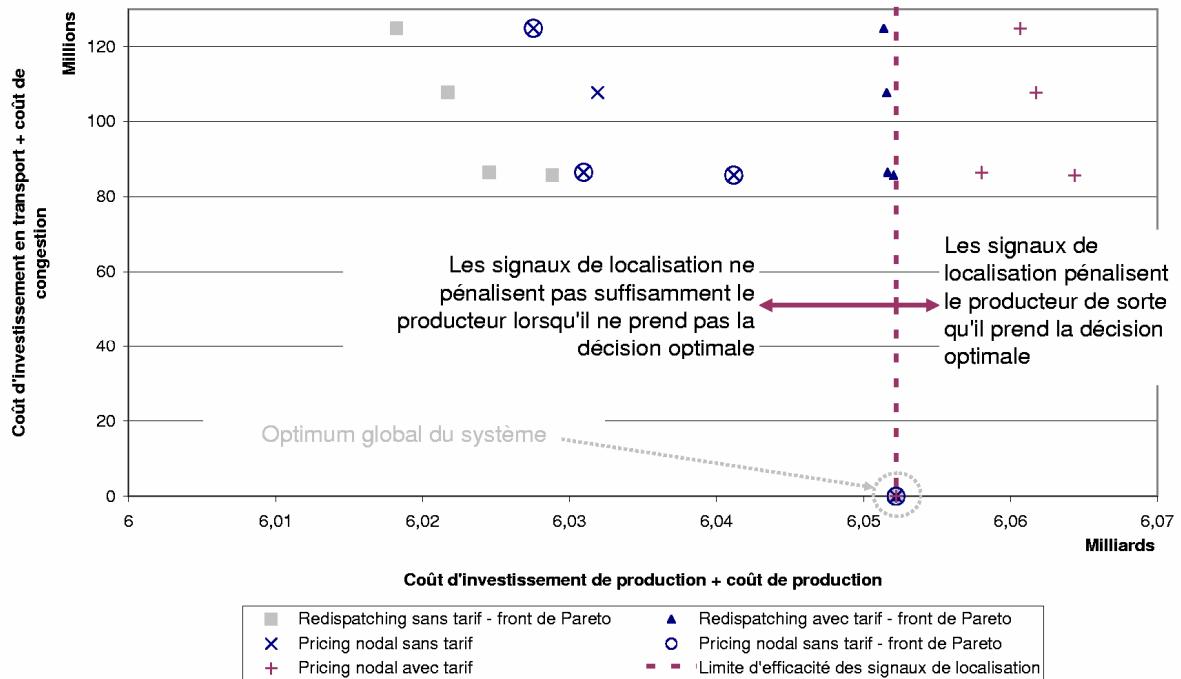


Figure 4.21 Effet conjugué du pricing nodal et du tarif de réseau sur la coordination à long terme entre la production et le transport d'électricité, capacité initiale de transport = 2550 MW

Nous constatons que le tarif seul ne permet pas une coordination optimale des investissements en production et en transport. Par contre, pour cet exemple, la mise en œuvre conjointe des signaux de localisation de court terme et de long terme contraint le producteur à choisir la stratégie d'investissement en production qui correspond à l'optimum global du système, alors qu'un seul des deux signaux de localisation n'est pas suffisant. L'utilisation simultanée des meilleurs signaux de localisation de court terme et de long terme permet donc pour cet exemple une coordination optimale entre les investissements en production et les investissements en transport.

2. 4. CONCLUSION DE LA SECTION

Dans cette section, afin de montrer les interactions entre les signaux de localisation et les investissements en réseau et en production, nous avons modélisé un système où le GRT et le producteur ont chacun une fonction objectif propre. Le GRT développe le réseau en minimisant conjointement le coût de congestion et d'investissement du réseau. Le producteur minimise ses coûts qui comprennent ses investissements, son fonctionnement en tenant compte ou non des contraintes du réseau, et le tarif de réseau qui peut lui être appliqué.

Avec des simulations numériques, nous avons montré que les signaux de localisation participent à la coordination des investissements en production et en réseau avec des efficacités variables à cause des caractéristiques d'investissement du réseau. Le pricing nodal est rarement suffisant pour coordonner les investissements en production et en réseau car les

indivisibilités des investissements du réseau diminuent considérablement le différentiel de prix associé aux congestions. La coordination à long terme entre la production et le transport d'électricité obtenue grâce au tarif avec participation moyenne n'est pas toujours optimale. Car les caractéristiques du réseau telles que l'indivisibilité des investissements sont si difficiles à prendre en compte que le tarif avec participation moyenne ne les intègre qu'imparfaitement. Mais la mise en œuvre de ce tarif améliore de façon significative la coordination à long terme entre la production et le transport d'électricité. Sous l'hypothèse d'un GRT proactif, la mise en œuvre conjointe de ces deux options reste la meilleure combinaison pour coordonner du mieux possible les investissements du réseau et de la production d'électricité. Du point de vue de l'objectif de coordination, nos simulations montrent que la mise en œuvre du tarif de réseau est prioritaire sur celle du pricing nodal. Dans notre exemple, le tarif avec participation moyenne permet une localisation plus efficace de la production même lorsque la gestion des congestions s'opère par redispatching. Nos simulations montrent aussi que ce dernier résultat doit être nuancé car la définition des paramètres de ce tarif peut entrer en contradiction avec l'incitation du GRT à investir.

Plusieurs perspectives de recherche devront confirmer les résultats de ce travail. Une première piste de recherche consisterait à étendre notre étude à une maquette de réseau maillé. Il serait alors possible de préciser l'effet des flux parallèles dans le processus de coordination entre la localisation de la production et le développement du réseau. Par ailleurs, nous pourrions compléter ce travail en étudiant l'interaction entre les investissements et le tarif avec participation marginale. Nous pourrions ainsi comparer les performances de ce dernier avec celles du tarif avec participation moyenne. De plus, afin de rendre plus réaliste le comportement du producteur, il serait aussi nécessaire de modéliser la difficulté que ce dernier éprouve pour évaluer l'évolution des prix nodaux suite à un investissement en transport, étant donné les variations qu'induisent les indivisibilités du réseau sur ces prix. Nous devrions aussi considérer d'autres situations d'investissements où la localisation de la production modifie non seulement son coût d'investissement mais aussi son coût de fonctionnement. Enfin, afin d'illustrer l'effet de la structure de gouvernance du réseau, il serait nécessaire d'adapter la fonction objectif du GRT à cette dernière. Il serait ainsi possible de voir les conséquences de l'absence d'arbitrage économique pour développer le réseau ou de la régulation incitative sur la coordination entre la production et le transport d'électricité.

CONCLUSION DU CHAPITRE

Dans ce chapitre, nous avons identifié les modifications apportées par la dérégulation au travail de planification du réseau de transport d'électricité en nous centrant sur deux questions. La première est liée à l'anticipation des renforcements du réseau car nous cherchions à évaluer le besoin d'anticiper le développement du réseau, étant donné la différence de dynamique temporelle entre les investissements en réseau et les investissements en production pour les technologies les plus appréciées des investisseurs. La seconde question a traité de l'interaction entre les signaux de localisation et les investissements en production et en réseau, pour mesurer l'efficacité des options de gestion des flux électriques à court terme et d'incitation à la localisation à long terme dans la coordination des investissements en production et en transport.

La première section a établi que la stratégie d'anticipation des investissements du réseau est efficace en espérance. Les moyens de production qui se construisent beaucoup plus rapidement que le réseau (turbines à cycle combiné gaz et les fermes éoliennes) rendent nécessaires cette anticipation. Pour identifier les zones où il peut être nécessaire de renforcer le réseau à terme, le GRT utilise la méthode de Monte Carlo simulant un grand nombre de situations, avec d'autres outils statistiques pour évaluer l'ampleur des contraintes sur le réseau. Le GRT mesure le coût de ces contraintes et la nécessité de renforcer le réseau grâce à des coûts normatifs de production issus d'études indépendantes ou publiques.

La stratégie d'anticipation du GRT est en moyenne efficace. En espérance, le gain lié aux congestions évitées dépasse le coût de l'anticipation, même pour de faibles probabilités de renforcement. Connaissant les congestions les plus probables et les investissements réseau qui les lèvent à moindre coût, le GRT peut anticiper ses investissements et démarrer les démarches administratives préalables à la construction. Cette phase est coûteuse pour le GRT si les conditions dans lesquelles il a prévu les contraintes ne se concrétisent pas. Ce coût est faible par rapport au gain de l'anticipation en moyenne. Si le GRT n'anticipe pas le développement du réseau, le raccordement des moyens de production crée alors des congestions significatives pour des périodes relativement longues.

La seconde section a étudié l'interaction entre les signaux de localisation et les investissements en production et en réseau. Le GRT a besoin de connaître ces interactions pour anticiper le développement du réseau. Les simulations numériques ont mis en évidence les conséquences économiques des signaux de localisation sur la coordination entre la production et le transport d'électricité. Elles ont confirmé que les signaux de localisation de court terme sont insuffisants pour coordonner efficacement les investissements en production et en réseau. Même si notre modèle n'inclut qu'un seul des éléments empêchant de coordonner la production et le transport à long terme : les indivisibilités des investissements réseau. Nous avons montré que le tarif avec participation moyenne peut accroître

considérablement l'efficacité de la coordination entre les investissements en production et en réseau et que la conception des détails de ce tarif est cruciale. La construction de ce tarif met en cause la régulation du GRT. Il est en effet possible d'atteindre l'optimum de coordination entre production et transport en prenant le risque de modifier l'incitation à investir du GRT. Enfin, pour notre exemple, le tarif avec participation moyenne améliore plus significativement la coordination entre les investissements en production et en réseau que le pricing nodal.

L'anticipation du renforcement du réseau et de l'évolution du système est fondamentale pour coordonner la production et le transport dans un système électrique libéralisé. Mais les caractéristiques de fonctionnement et d'investissement du système électrique compliquent la coordination entre la localisation de la production et le développement du réseau. L'anticipation du renforcement du réseau facilite cette coordination car elle permet de faire circuler les informations d'évolution du système en alimentant un dialogue entre les parties prenantes du système électrique (le GRT, les pouvoirs publics, le régulateur et les utilisateurs du réseau). Le GRT peut ainsi éprouver les hypothèses de production avec lesquelles il planifie son réseau. Les producteurs peuvent savoir si leurs projets pourront être accueillis par le réseau et à quels endroits, même en l'absence de signaux de localisation. La production et le transport peuvent donc être coordonnés en partie même en l'absence de signaux de localisation, mais inefficacement et sous réserve d'une structure de gouvernance adaptée à cette architecture de marché. Pour une meilleure coordination entre la production et le réseau dans un système libéralisé, il reste nécessaire de mettre en œuvre les meilleurs signaux de localisation à court terme et à long terme. Même si c'est le contexte institutionnel qui permet de mettre en place la structure de gouvernance du réseau qui y correspond. À court terme, le réseau est utilisé de façon optimale en cas de congestion. À long terme, l'anticipation du développement du réseau permet de publier des estimations fiables des signaux de localisation à long terme. La prévisibilité de ces signaux assure que les producteurs prendront mieux en compte le coût de développement du réseau dans leurs décisions de localisation.

CONCLUSION GÉNÉRALE

L'objet de cette thèse était d'analyser la coordination à long terme entre la production et le transport dans un système électrique libéralisé. La coordination de ces deux activités ne repose pas sur la seule conception de signaux de prix pour inciter à la localisation des moyens de production. La mise en œuvre de cette coordination nécessite que le GRT ait un rôle proactif pour développer le réseau.

En anticipant le renforcement du réseau, le GRT peut préparer l'accueil des moyens de production les plus rapides à s'installer. Ce comportement lui permet aussi de publier des estimations des signaux de localisation de long terme. Les utilisateurs du réseau ont alors plus de visibilité sur les incitations à la localisation à long terme, ce qui accroît l'influence du tarif de réseau sur les décisions d'investissement en production. Par ailleurs, la publication de ces signaux permet aussi au GRT d'identifier leurs défaillances. Car les caractéristiques de fonctionnement et d'investissement des réseaux et de la production compliquent considérablement la construction de ces signaux qui ne peut être qu'imparfaite. Enfin, les complémentarités institutionnelles entre la structure de gouvernance du réseau et les modules de gestion des flux peuvent empêcher la mise en œuvre de certains signaux de localisation. L'investissement en réseau est alors le seul procédé effectif de coordination à long terme entre la production et le transport.

Le premier chapitre a montré que la coordination à long terme entre la production et le transport d'électricité était difficile à cause des caractéristiques particulières de ces deux activités et, dans une moindre mesure, de la consommation. Le réseau de transport se distingue par les lois physiques qui régissent la répartition des flux et par sa structure de coût avec économies d'échelle et indivisibilités. De plus, les investissements en production et en réseau ont des rythmes temporels différents. L'addition de toutes ces caractéristiques requiert un niveau élevé de coordination temporelle et spatiale des décisions économiques pour développer efficacement le système. Pour coordonner de façon optimale la production et le transport à long terme, nous avons montré qu'une entreprise verticalement intégrée idéale utiliserait deux outils de contrôle-commande. Le premier outil, la conduite du système, permet de concevoir une utilisation optimale du réseau. Le second outil, le calcul d'investissement, décide de la localisation des moyens de production et des renforcements du réseau à partir des résultats de la conduite du système. Si l'entreprise intégrée idéale fonctionne sur un réseau de transport interconnecté, dont le contrôle est partagé avec d'autres entreprises, des mécanismes de coordination pour la conduite du système sont alors nécessaires pour assurer l'utilisation optimale de l'ensemble du système.

Dans un système électrique libéralisé, de nouveaux mécanismes sont nécessaires pour coordonner à long terme la localisation de la production et les investissements du réseau. Ces nouveaux mécanismes doivent intégrer les caractéristiques précédentes du réseau ainsi que la spécificité de site des moyens de production et des lignes électriques.

Le deuxième chapitre a analysé la création de ces nouveaux mécanismes de coordination comme un remplacement des outils de contrôles-commandes précédemment décrits. En s'appuyant sur les caractéristiques du réseau, nous avons identifié trois tâches séparables en modules distincts de gestion des flux : 1° la conduite du système, 2° l'incitation à la localisation à long terme et 3° l'investissement du réseau. À partir des caractéristiques du réseau de transport d'électricité, nous avons déterminé la nature de ces modules. 1° La conduite du système peut ainsi s'appuyer sur un mécanisme concurrentiel tandis que 2° l'incitation à la localisation à long terme doit reposer sur d'autres mécanismes de coordination. Sous l'hypothèse d'un GRT bienveillant, 3° l'investissement du réseau dans un système libéralisé reste identique au calcul d'investissement que réalise l'entreprise intégrée. Mais la localisation des moyens de production est maintenant une donnée et non plus une variable de ce problème. Le cadre d'analyse modulaire a permis d'étudier et de classer les principales options des signaux de localisation à court terme et à long terme. Concevoir l'organisation des tâches d'un GRT pour la gestion des flux consiste alors à choisir les options pour ces deux modules. Un GRT idéal est alors nécessairement constitué des options suivantes : la conduite du système s'effectue grâce au pricing nodal et la coordination avec les zones voisines s'effectue par harmonisation ; à long terme, le tarif zonal avec participation moyenne incite à la localisation des moyens de production, tandis que la publication de capacités d'accueil apporte aux usagers du réseau un complément de signal en volume. Puisque le GRT idéal est bienveillant, par hypothèse, il développe le réseau de transport afin de maximiser le bien-être social.

En pratique, il serait souhaitable que les GRT réels tendent vers ce GRT idéal afin d'assurer une coordination efficace entre les investissements en production et en réseau. Il existe cependant une grande variété de combinatoire entre toutes les options des modules de gestion des flux. La variété des configurations de ces trois modules de gestion peut s'expliquer, à son tour, par l'influence d'un quatrième module : la structure de gouvernance du réseau de transport.

Le troisième chapitre a montré les relations de complémentarité institutionnelle entre cette structure de gouvernance et les modules de gestion des flux. La nature de cette structure de gouvernance varie elle-même avec trois de ces éléments : suivant le degré de séparation entre le GRT et la production, suivant que le GRT possède ou non le réseau qu'il gère, et

suivant la régulation qui lui est appliquée. Ces différents éléments modifient les incitations que le GRT peut trouver dans la mise en œuvre des options alternatives de gestion des flux. La nature variée de la gouvernance du réseau incite alors les GRT à se concentrer soit sur l'internalisation des congestions (à capacité de transport donnée), soit sur le développement du réseau (afin de traiter la cause de ces congestions). Les GRT light tel PJM favorisent l'internalisation des congestions. Pendant que les GRT lourds tels que NGC et RTE favorisent le développement du réseau. En pratique, il est difficile de concilier efficacement et simultanément ces deux approches – de court terme et de long terme – de traitement des externalités d'usage du réseau.

Au vu des performances de ces trois types de GRT, on constate que le module d'investissement du réseau a plus d'influence sur la coordination entre la production et le transport que l'internalisation des externalités. Certes l'internalisation des externalités d'usage du réseau est nécessaire pour coordonner efficacement la production et le transport d'électricité à court terme et à long terme. Mais, dès lors que la localisation des producteurs engendra à terme de nouvelles congestions durables sur le réseau, seul le développement de la capacité de transport apportera une coordination satisfaisante de ces deux activités.

Enfin, le dernier chapitre a analysé les modifications apportées par la libéralisation sur le travail de planification du réseau. La place centrale de cette planification s'explique ainsi par les rythmes temporels différents de l'investissement du réseau et des investissements en production. La rapidité d'installation des nouvelles centrales en cycle combiné gaz et des fermes éoliennes s'oppose à la lenteur et la difficulté de réalisation des lignes. En y ajoutant les fortes contraintes de localisation de ces moyens de production (gaz et éolien), on comprend pourquoi l'anticipation des investissements en réseau peut être aussi efficace. Même si cette stratégie est coûteuse et que les investissements ont parfois une faible probabilité de se réaliser. Par ailleurs, le rôle de la planification du réseau est d'autant plus important que les caractéristiques du réseau rendent difficiles la coordination entre la production et le transport grâce à des signaux de localisation. Les indivisibilités du réseau réduisent l'effet incitatif des prix nodaux, et le tarif avec participation moyenne, quant à lui n'assure pas une localisation efficace des moyens de production. Même s'il améliore considérablement la coordination entre la production et le réseau à long terme.

Ainsi, l'anticipation des renforcements du réseau facilite la coordination à long terme entre production et transport en faisant circuler les informations sur l'évolution du système en alimentant un dialogue entre les parties prenantes du système électrique (le GRT, les pouvoirs publics, le régulateur et les utilisateurs du réseau). Le GRT peut alors éprouver les hypothèses de production avec lesquelles il planifie son réseau. Les producteurs peuvent vérifier si leurs projets pourront être accueillis par le réseau et à quels endroits, même en l'absence de signaux

de localisation. À long terme, quand la structure de gouvernance facilite la mise en œuvre de signaux de localisation, l'anticipation du développement du réseau permet de publier des estimations fiables des signaux de localisation à long terme. Ceci favorise la prise en compte des coûts de développement du réseau dans les décisions de localisation des producteurs.

Les résultats de cette recherche ouvrent plusieurs réflexions supplémentaires ou pistes de nouvelles recherches.

Premièrement, il existe une influence de la structure de gouvernance du réseau sur la mise en œuvre de la gestion des flux. L'analyse de ces complémentarités institutionnelles devrait être poursuivie. Tout d'abord, la variété des structures de gouvernance du réseau devrait inclure le statut de l'actionnariat du GRT. Car celui-ci modifie aussi les incitations du GRT à gérer les flux. Un GRT privé est naturellement poussé à maximiser son profit. Tandis qu'un GRT public est plus sensible aux pressions des pouvoirs publics. Un GRT avec un actionnariat mixte doit composer avec ces deux contraintes pour mettre en œuvre la gestion des flux. Le GRT espagnol Red Eléctrica de España ou le GRT belge Elia offrirait ici des exemples intéressants.

Deuxièmement, la structure de gouvernance du réseau influence l'aptitude du GRT à se coordonner avec ses voisins pour la conduite du système. Le problème de coordination entre GRT à long terme devient maintenant essentiel à mesure que les producteurs développent des stratégies d'investissement sur plusieurs zones de responsabilité. On pourrait étendre ici le cadre d'analyse déjà appliqué aux problèmes de coordination à long terme entre GRT pour le développement du réseau. En effet, la coordination des GRT à long terme pose des problèmes d'incitation qui dépendent de la structure de gouvernance du réseau. La conduite du système électrique sur de vastes zones géographiques suppose des rentes de congestion à partager entre les GRT voisins. Alors que les investissements réseau d'un seul de ces GRT peuvent totalement modifier le montant de cette rente. D'autre part, la coordination à long terme des GRT nécessiterait une harmonisation des tarifs de réseau entre les zones de responsabilité pour indiquer aux producteurs où se localiser sur le réseau interconnecté.

Enfin, on pourrait étudier l'interaction entre les signaux de localisation de long terme et les investissements en production et en réseau. Ceci permettrait de mieux connaître les limites de ces signaux sur des réseaux maillés, et de préciser le rôle de la durée d'amortissement du réseau et de l'allocation des coûts du réseau entre producteurs et consommateurs (G/L) dans l'effet d'incitation à la localisation de ces tarifs.

BIBLIOGRAPHIE

Abraham S. [2002], “Final Report of the National Transmission Grid Study”, US Department of Energy, U.S.A., disponible sur www.pi.energy.gov/documents/TransmissionGrid.pdf

ACCC [2001], “Amendments to the National Electricity Code: Network pricing and market network service providers”, 21 septembre

Agrell P., Pouyet J. [2005], “The Regulation of Transborder Network Services”, Cahier 2006-033 du laboratoire d'économétrie du CNRS et de l'École Polytechnique, mai

Ajodhia V.S., Hakvoort R. [2005], “Economic regulation of quality in electricity distribution networks”, *Utilities Policy*, 2005, 13 (3), 211-221

Aoki M. (2001), Towards a comparative institutional analysis, MIT Press, Cambridge

APX Group, Belpex, Elia, Powernext, RTE, TenneT TSO B.V. (TLC) [2007], “Couplage trilateral des marchés belge, français et néerlandais de l'électricité, Point Presse Technique”, Bruxelles, 14 février,

www.rte-france.com/htm/fr/journalistes/telecharge/dossiers/DP_TLC_140207_VF.pdf

Armstrong M., Vickers J. [1998], “The access pricing problem with deregulation: a note”, *Journal of industrial economics*, 46 (1), 115-121

Armstrong M., Doyle C., Vickers J. [1996], “The access pricing problem: a synthesis”, *Journal of industrial economics*, 44 (2), 131-150

Arrillaga, J. [1998], High Voltage Direction Current Transmission, 2nd Edition, Institution of Electrical Engineers, Power and Energy Series 29, Londres

Audouin R., Chaniotis D., Tsamasphyrou P., Coulondre J-M [2002], “Coordinated auctioning of cross-border capacity: an implementation”, 5th International Conference on Power System Management and Control, 17-19 avril

Audouin R., Chaniotis D., Tsamasphyrou P., Coulondre J-M [2002], “Coordinated auctioning of cross-border capacity: a comparison”, 14th Power Systems Computation Conference, 24-28 juin

Australian Energy Regulator (AER) [2004], “Review of the regulatory test for network augmentations”, www.aer.gov.au

AER [2005], “Compendium of electricity transmission regulatory guidelines”, août, www.aer.gov.au

Baldick R. [2003], “Variations of Distribution Factors with Loading”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 18 (4), 1316-1323, novembre

Baldick R., Helman U., Hobbs B., O'Neill R. [2005], "Design of Efficient Generation Markets", Proceedings of the IEEE, 93 (11), Novembre

Baldwin C., Clark K. [2000], Design Rules - The Power of Modularity, The MIT Press, Cambridge, Massachusetts et Londres, Angleterre

Barker J. Jr., Tenebaum B., Woolf F. [1997], "Governance and regulation of power pools and system operators. An international comparison", World Bank Technical Paper 382

Bartholomew E., Siddiqui A., Marnay C., Oren S. [2003], "The New York Transmission Congestion Contract Market: Is It Truly Working Efficiently?", The Electricity Journal, 16(9), Novembre, 14-24

Bastard P. [1998], Fonctionnement et réglage des systèmes de transport et de distribution d'énergie électrique, 06923/50^a1998

Bastard P., Fargue D., Laurier P., Mathieu B., Nicolas M., Roos P. [2000], Électricité, voyage au cœur du système, Eyrolles

Baumol W., Panzar J., Willig R. [1982], Contestable markets and the theory of industrial structure, Harcourt Brace Jovanovich Publishers

Bayem H., Petit M., Dessante P., Dufourd F., Belhomme R. [2007], Probabilistic characterization of wind farms for grid connection studies, EWEC European Wind Energy Conference & Exhibition, 7-10 mai, Milan, disponible sur www.ewec2007proceedings.info/allfiles2/350_Ewec2007fullpaper.pdf

Bayfield C., Wood S., Hiorns A., Trikha S. [2006], "Planning for the integration of on-shore renewable generation for the GB transmission system", présenté au CIGRÉ 2006, C1-114

Benintendi D., Boccard N. [2002], "An Efficient Mechanism for Cross-Border Congestion Relief", présenté à la conférence de l'IDEI, Toulouse, novembre

Bialek J. [1997], "Topological generation and load distribution factors for supplement charge allocation in transmission open access", IEEE Transactions on Power Systems, 12 (3), 1185-1190

Bialek J. W., Kattuman P. A. [2004], "Proportional sharing assumption in tracing methodology", IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, 151 (4), 526-532

Bjørndal M., Jørnsten K. [2001], "Zonal pricing in a deregulated electricity market", The Energy Journal, 22 (1), 51-73

Boisseleau F. [2004], The role of power exchanges for the creation of a single European electricity market: market design and market regulation, Thèse de Doctorat en Sciences Économiques, Université Paris IX Dauphine

Boiteux M. [1956], "Sur la gestion des monopoles publics astreints à l'équilibre budgétaire", Econometrica, 24, 22-24

- Boiteux M. [2007], “Les ambiguïtés de la concurrence”, *Futuribles*, 331, juin
- Bompard E., Correia P, Gross G., Amelin M. [2003], “A comparative analysis of congestion management schemes under a unified framework”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 18, 346-352, février
- Boucher J., Smeers Y. [2002] “Towards a common European Electricity Market – Path in the right direction... still far from an effective design”, *Journal of Network Industries* 3(4), 375-424
- Boucher J., Smeers Y. [2003], “The European Regulation on Cross Border Trade: can one do without a standard market design?”, Working Paper, Université Catholique de Louvain, Mars
- Boyce J. R., Hallis A. [2005], “Governance of electricity transmission systems”, *Energy Economics*, 27(2), 237-255
- Boyle G., Guthrie G., Meade R. [2006], “Real options and transmission investment: the New Zealand Grid Investment Test”, ISCR working paper, www.iscr.org.nz
- Bråten J. [2004], “Estimating benefits. Uncertainty, scenario design and the analysis of benefits”, European Transmission Investment Conference, Copenhagen, Danemark, 18-19 octobre
- Brattle Group [2004], “A Study on Locational Signals in Europe”, rapport pour l’ETSO, septembre, résumé disponible sur www.brattle.com
- Brunekreeft G. [2004], “Market-based investment in electricity transmission networks: controllable flow”, *Utilities Policy*, 12 (4), 269-281
- Brunekreeft G. [2005], “Regulatory issues in merchant transmission investment”, *Utilities Policy*, 13 (1), 175-186
- Brunekreeft G., Neuhoff K., Newbery D. [2005], “Electricity Transmission: An overview of the current debate”, *Utilities Policy*, 13(2), 73-93
- Brunekreeft G., Newbery D. [2006], “Should merchant transmission investment be subject to a must-offer provision?”, *Journal of Regulatory Economics*, 30 (6), 233-260
- Bugten T. [2004], “Investment Planning in practice: NorNed”, European Transmission Investment Conference, Copenhagen, Danemark, 18-19 octobre
- Bushnell, J., Stoft, S., [1996a], “Electric grid investment under a contract network regime”, *Journal of Regulatory Economics*, 10(1), Juillet, 61-79
- Bushnell, J., Stoft, S. [1996b], “Transmission and generation investment in a competitive electric power industry”, working paper POWER PWP-030
- Bushnell, J., Stoft, S. [1997], “Improving private incentives for electric grid investment”, *Resource and Energy Economics*, 19 (1-2), 85-108

Cadwalader M., Harvey S., Hogan W., Pope S. [1998], “Market Coordination of Transmission Loading Relief Across Multiple Regions”, disponible sur <http://ksghome.harvard.edu/~whogan/>

Cadwalader M., Harvey S., Hogan W.; Pope S. [1999], “Coordinating congestion relief across multiple regions”, disponible sur <http://ksghome.harvard.edu/~whogan/>

California ISO, London Economics International (CAISO-LEI) [2003], A Proposed Methodology for Evaluating the Economic Benefits of Transmission Expansions in a Restructured Wholesale Electricity Market, www.caiso.com/docs/2003/03/25/2003032514285219307

Calviou M., Kleindorfer P. R., Paravalos M. E. [2004], “Creating Value through Transmission in the Era of RTOs”, présenté à la conférence Electricity Transmission in Deregulated Markets, Carnegie-Mellon University, 15 décembre, disponible sur http://www.ece.cmu.edu/~electricconf/old2004/Leindorfer_CKP-CMU-Paper-D021.pdf

Capgemini Consulting [2007], Comparatif international des systèmes de télé-relève ou de télégestion et étude technico-économique visant à évaluer les conditions d’une migration du parc actuel de compteurs, étude réalisée pour la Commission de Régulation de l’Énergie, 8 mars, www.cre.fr/fr/content/download/4110/79451/file/Capgemini%20Rapport%20CRE%20AMM%20final.pdf

Caramanis M.C., Bohn R.E., Schweppe F.C. [1982], “Optimal spot pricing: practice and theory”, IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 101(9)

Carlton J. [2005], “Investment in transmission”, présentation à la Conférence Economics of Electricity Markets, IDEI Toulouse, 2 Juin

Chabot B. [2003], “Pourquoi et comment investir dans l’énergie éolienne en France”, ADEME, présentation à HUSUM wind 2003 – Conference Trends for Future Markets, 26 septembre

Chandley J.D., Hogan W. W. [2006], “A path to preventing undue discrimination and preference in transmission services”, <http://ksghome.harvard.edu>

Chao H., Peck S. [1996], “A Market Mechanism for Electric Power Transmission”, Journal of Regulatory Economics, 10, 25-59

Chao H., Peck S., Oren S., Wilson R. [2000], “Flow-based transmission rights and congestion management”, The Electricity Journal, octobre, 38-58

Christiner G. [2007], “VERBUND-Austrian Power Grid. Austria – Completing the 380kV-Ring. Authorization Procedures and Major Problems”, CEER Electricity Infrastructure Workshop, 13 février, Bruxelles

Cole S., Van Hertem D., Meeus L., Belmans R. [2005], “Technical developments for the future transmission grid”, in FPS, Amsterdam, the Netherlands, 16-18 novembre

Commission of Energy Regulation (CER) [2004], “Electricity tariff structure review: International comparisons”, 9 mars, disponible sur www.cer.ie

Council of European Energy Regulators (CEER) [2004], “Regulatory control and financial reward for electricity cross-border transmission infrastructure”, www.ceer.eu

Commission Européenne (CE) [1996], “Directive 96/92 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l’électricité”

Commission Européenne (CE) [2003], “Règlement sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité”, 26 juin, Bruxelles

Commission Européenne (CE) [2004] “Strategy paper: Medium term vision for the internal electricity market”. DG Energy and Transport Working Paper, mars

Commission Européenne (CE) [2005], “Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market, Communication from the Commission, COM(2004) 863”, 5 janvier, Bruxelles

Commission Européenne [2007], « Communication de la Commission au Conseil Européen et au Parlement Européen. Une Politique de l'Énergie pour l'Europe », 10 janvier, Bruxelles

CESI [2003], “Implementations of short and long term locational signals on the Internal Electricity Market”, rapport pour Eurelectric, www.eurelectric.org, décembre

Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) [2005], “Nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité en application le 1er janvier 2006”, communiqué de presse, 6 octobre 2005, www.cre.fr

CRE [2006], “Rapport annuel sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel”, novembre, www.cre.fr

CRE [2007a], “Rapport de la Commission de Régulation de l'Énergie sur la Gestion et l'Utilisation des Interconnexions Électriques en 2006”, 12 mai, www.cre.fr

CRE [2007b], “Décision de la Commission de régulation de l'énergie du 12 juillet 2007 sur le point d'exécution intermédiaire du programme d'investissements 2007 de RTE”, www.cre.fr

Costello K. [2001], “Interregional Coordination versus RTO Mergers: A Cost-Benefit Perspective”, The Electricity Journal, 14(2), 13-24

Coulondre JM. [2006], “Intervention sur le rapport spécial du groupe C5, question 2.8 referring to the Technically Constrained Pricing Model versus the current European one: (...) There are some developments in Europe to move away from the copper plate model. Are there any assessments of the potential gains for the European countries to move towards a technically constrained model? Could such a development be obtained within the current legal and regulatory framework?”, CIGRE

Cramton P., Stoft S. [2006], The convergence of market designs for adequate generating capacity, 25 avril, à paraître dans la série des working paper du CEEPR, disponible sur www.stoft.com

Crédit Suisse First Boston (CFSB) [2004], Electricity Handbook

Crew M., Kleindorfer P., Spiegel M. [2004], “Reliability, Regulation and Transmission Investment”, Working Paper, Wharton Risk Management and Decision Processes Center, University of Pennsylvania, Philadelphie, 11 mai, disponible sur <http://opim.wharton.upenn.edu/risk/downloads/RRT-CKS-FOR%20SED%20May%2011-2004%20MS%20reversion.pdf>

Curien N. [2000], Économie des réseaux, La Découverte - Repères 293

Curien N. [2003], “Cost allocation methods” in Transport Pricing of Networks, Lévêque F. (ed.), 175-203, Kluwer

De Dios R., Martín P. [2006], “Network planning. Methodology and Application”, présenté au CIGRÉ 2006, C1-206

Décret n° 2001-365 du 26 avril 2001 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, www.legifrance.gouv.fr/WAspad/UnTexteDeJorf?numjo=ECOIO100077D

Décret n° 2002-1014 du 19 juillet 2002 fixant les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution en application de l'article 4 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, www.legifrance.gouv.fr/WAspad/UnTexteDeJorf?numjo=INDIO200343D

Defeuilley C., Meunier G. [2006], “La gestion du risque d'une commodité non-stockable : les limites d'une couverture financière”, Working paper du GIS LARSEN, disponible www.gis-larsen.org

Deladreue S. [2002], Planification et fonctionnement des réseaux de grand transport d'énergie électrique et environnement concurrentiel, Thèse de Doctorat en Génie Électrique, Université Paris V – Supélec, 8 mars

Deng, S., Oren S., Meliopoulos S. [2004], “The Inherent Inefficiency of Simultaneously Feasible Financial Transmission Rights Auctions”, IEEE Proceedings of the 37th Hawaii International Conference on System Sciences

Direction Générale de la Concurrence (DGComp) [2007], DG Competition report on energy sector inquiry, SEC(2006)1724, 10 janvier, disponible sur http://ec.europa.eu/comm/competition/sectors/energy/inquiry/full_report_part_1.pdf

DGEMP [2003], Coûts de référence de la production électrique, Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie, Paris, décembre

DGEMP [2004], “Communiqué de presse du 15 avril 2004 – Plan Aléas climatiques extrêmes : premier bilan et perspectives”

Doucet J. [1999], “La restructuration des marchés de l'électricité. Un portrait de la situation mondiale”, Document synthèse produit par La Régie de l'énergie, disponible que www.regie-energie.qc.ca/audiences/3398-98/greece/green-synthese.pdf

Doucet J. [2004], “La sécurité énergétique et la filière thermique”, avis d’expert présenté au ministre des Ressources naturelles, de la Faune et des Parcs pour « La Sécurité et l’Avenir Énergétiques du Québec », Joseph Doucet Consulting Inc, Québec, Novembre

Doucet J. [2005], “La sécurité énergétique et la filière thermique au Québec”, présenté au Forum sur le gaz naturel, Insight Information, Montréal, 11 mars

Doucet J., Kleit A., Fikirdanis S. [2007], “MANAGING HYDRO CAPACITY, TRANSMISSION AND COMPETITION: LESSONS FROM BRITISH COLUMBIA”, 9th IAEE European Energy Conference “Energy Markets and Sustainability in a Larger Europe”, 13 juin, Florence

Drom R., Kessler M., McNamara R. [2005], “Midwest ISO Energy Markets by Design”, The Electricity Journal, 18 (5), 31-39

Dubois U. [2007], La gouvernance des réformes concurrentiels de l’industrie électrique. Une analyse néo institutionnelle, Thèse de Doctorat en Sciences Économiques, Université Paris-Sud XI

Dufour A. [2007], “Capacity allocation using the flow-based method”, Master of Science Thesis, KTH Electrical Engineering Electrical Power System, www.ee.kth.se/php/modules/publications/reports/2007/XR-EE-ES_2007_002.pdf

European Commission (EC) [2004], “Trans-European Energy Networks, TEN-E priority projects”, disponible sur

http://ec.europa.eu/ten/energy/studies/doc/2004_brochure/ten_e_security_projects_2004_en.pdf

Ehrenmann A., Smeers Y. [2005], “Inefficiencies in European congestion management proposals”, Utilities policy, 13(2), 135-152

ERGEG [2006], “The Creation of Regional Electricity Markets – An ERGEG Conclusions Paper, Ref.: E05-ERF-03-06a”, 8 février, www.ergereg.org

ETSO [2001], “Coordinated Auctioning. A market-based method for transmission capacity allocation in meshed networks”, avril, www.ets-net.org

ETSO [2003], “ETSO position paper on the Co-ordinated Cost + cross-border allocation proposal”, février, www.ets-net.org

ETSO [2005], “ETSO OPINION ON THE EVOLUTION OF THE IEM”, 30 juin, www.ets-net.org

ETSO [2006a], “An Overview of Current Cross-border Congestion Management Methods in Europe”, mai, www.ets-net.org

ETSO [2006b], “ETSO Position Paper on Roles and Responsibilities of TSOs and other actors in Cross-Border Network Investment”, 19 juillet, www.ets-net.org

ETSO [2006b], “Overview of the administrative procedures for constructing 110 kV to 400 kV overhead lines”, 5 décembre, www.ets-net.org

ETSO [2007a], “European Wind Integration Study (EWIS). Towards a Successful Integration of Wind Power into European Electricity Grids”, Final Reports, 15 janvier, www.ets-net.org

ETSO [2007b], “Regional flow-based allocation. State-of-play”, mars, www.ets-net.org

ETSO [2007c], “Overview of transmission tariffs in Europe: Synthesis 2006”, juin, www.ets-net.org

ETSO-EuroPEX [2004], “Flow-based Market Coupling: A joint ETSO-EuroPEX proposal for cross-border congestion management and integration of electricity markets in Europe. Interim Report”, disponible sur www.ets-net.org

EWEA [2005], “Large Scale Integration of Wind Energy in the European Power Supply: analysis, issues and recommendations”, décembre, disponible sur www.ewea.org/fileadmin/ewea_documents/documents/publications/grid/051215_Grid_report.pdf

FERC [1999]. “Regional Transmission Organizations”. ORDER n°.2000, Final Rule, Docket No.RM99-2-000, www.ferc.gov

FERC [2002], “Notice of proposed rulemaking on open transmission service and standardized market design”. Docket No.RM01-12-000, www.ferc.gov

FERC [2004a], “Report of the PJM Market Monitor regarding offer capping of major transmission constraints, Docket Nos. ER04-539-001, 002 and EL06-121-000”, www.ferc.gov

FERC [2004b], “Staff Report on Cost Ranges for the Development and Operation of a Day One Regional Transmission Organization, Docket No. PL04-16-000”, octobre, www.ferc.gov

FERC [2005a], “2004 State of the Markets Report”, www.ferc.gov

FERC [2005b], “Promoting transmission investment in pricing reform, Docket N°.RM06-4-000”, 18 novembre, www.ferc.gov

FERC [2006], “Promoting Transmission Investment through Pricing Reform, Docket No. RM06-4-000; Order No. 679”, 20 juillet, www.ferc.gov

FERC [2007], “2006 State of the Markets Report”, www.ferc.gov

Finon D. [1997], “La concurrence dans les industries électriques : l’efficacité au prix de la complexité transactionnelle et réglementaire”, Économie et Sociétés (série EN), n°5-6, 13-46

Finon D. [2001], “L’intégration des marchés électriques européens : de la juxtaposition de marchés nationaux à l’établissement d’un marché régional”, Économies et Sociétés, Série Économie de l’Énergie, 8, janvier-février, 55-87

Finon D., Perez Y. [2006], "The social efficiency of instruments of promotion of renewable energies: A transaction-cost perspective", *Ecological Economics*, 62 (1), 1 avril, 77-92

Fox-Penner P. [2003], "Efficient grid expansion and participant funding", présentation au Harvard Electric Policy Group, 11 décembre, disponible sur <http://ksqgbs.harvard.edu/hepg/Papers/Fox.Penner.grid.expansion.participant.funding.11.dec.03.pdf>

Fuldner [1998], "Upgrading Transmission Capacity for Wholesale Electric Power Trade", EIA/DoE, USA, www.eia.doe.gov

Gans J.S., King S.P. [2003], "Access holidays for network infrastructure investment", *Agenda*, 10 (2), 163-178

Gans J.S., King S.P. [2004], "Access Holidays and the Timing of Infrastructure Investment", *Economic Record*, 80 (248), mars, 89-100

Glachant JM. [1998], "Le Pool d'Électricité en Grande-Bretagne : un arrangement institutionnel hybride », *Revue d'Économie Politique*, 1, 87-107

Glachant JM. [2002], "Why Regulate Deregulated Network Industries?", *Journal of Network Industries*, 3, 297-311

Glachant JM. [2003], *The Making of Competitive Electricity Markets in Europe: No Single Way and No Single Market*, in Glachant JM., Finon D. (eds), Competition in European Electricity Markets: A Cross-Country Comparison, Edward Elgar

Glachant JM. [2004a], "Le commerce européen de l'électricité dans le respect des contraintes du système électrique : la vision de l'économiste", *Journées d'étude de la Société Royale Belge des Électriciens, Libéralisation des marchés et sécurité du système électrique : la revanche de Kirchhoff ?* Bruxelles, 4 et 16 mars, disponible sur www.grjm.net

Glachant JM. [2006a], "Generation technology mix in competitive electricity markets" in Investments frame and incentives in the electrical industry, Lévêque F. (ed), Kluwer

Glachant JM., Finon D. (eds.) [2003], Competition in European Electricity Markets: A Cross-Country Comparison, Edward Elgar

Glachant JM., Finon D. [2005], "A Competitive Fringe in the Shadow of a State Monopoly: The Case of the France", *The Energy Journal Special Issue on the European Electricity Liberalisation*, 181-204

Glachant JM., Lévêque F. [2005], "Electricity Internal Market in the European Union: What to do next?", CEEPR Working Paper

Glachant JM., Perez Y. [2007], "Achieving electricity competitive reforms as a long term Governance Structure problem", Working paper GRJM, disponible sur www.grjm.net

Glachant JM., Perez Y., Pignon V., Saguan M. [2005], "Un marché européen de l'électricité ou des marchés dans l'Europe ? Regards croisés : économistes et ingénieur", *Droit de la régulation et l'économie*, Annales de l'UMR, André TUNC, Université Paris I, Mai

Glachant JM., Pignon V. [2005], “Nordic congestion’s arrangement as a model for Europe? Physical constraints vs. economic incentives”, *Utilities Policy*, 13 (2), 153-162

Glachant JM, Rious V. [2007], “A Typical Case of Weak Institutionalism Complementary in Institutional Building: The Design of Transmission Network Monopoly in Competitive Electricity Markets”, 11th Annual ISNIE Conference à Reykjavik, 21-23 juin, www.isnie.org

Glachant JM., Saguan M. [2006], “Le Commerce Européen de Électricité dans le respect des contraintes du système électrique : pour un dialogue économistes - ingénieurs”, Working paper GRJM, disponible sur www.grjm.net

Giebel G. Brownsword R., Kariniotakis G. [2003], “The State-of-the-Art in Short Term Prediction of Wind Power. A literature Overview”, rapport du projet ANEMOS, anemos.cma.fr

Goldberg D. [1989], *Genetic algorithms in search optimization, and machine learning*, Addison-Wesley, Reading, MA

Gonen T. [1986], Electric Power Distribution System Engineering, McGraw-Hill Book Company

Government Valuation Office [2007], “Property Market Report”, janvier, disponible sur www.voa.gov.uk/publications/property_market_report/pmr-jan-07/industrial_land.htm

Groupe d’Expertise Économique [2000], Rapport sur la tarification des réseaux de transport et de distribution de l’électricité et sur la tarification de la fourniture d’électricité aux consommateurs non éligibles (dit « Rapport Champsaur »)

Green R. [1997a], “Electricity transmission pricing: an international comparison”, *Utilities Policy*, 6(3), 177-184

Green R. [1997b], “Transmission pricing in England and Wales”, *Utilities Policy*, 6(3), 185-193

Green R. [2003], “Cost recovery and the efficient development of the grid”, in François Lévêque (Ed.) Transport Pricing of Electricity Network, 137-153, Kluwer

Green R. [2004], “Nodal pricing of electricity: How does it cost to get it wrong”, *Journal of Regulatory Economics*, 31 (2), 125-149

Green R. [2005], “Electricity and markets”, *Oxford Review of Economic Policy*, 21(1), 67-87

Green R., Lorenzoni A., Perez Y., Pollitt M. [2005], “Benchmarking electricity in the EU”, 31 août, papier présenté à la Conférence “Implementing the Internal Market of Electricity: Proposals and Timetables”, Bruxelles, 9 septembre

Green R., Newbery D. [1996], “Regulation, public ownership and privatisation of the English electricity industry”, in R. J. Gilbert et E. P. Kahn (eds), International Comparisons of Electricity Regulation, Cambridge University Press, 25-81

Habur K, O’Leary D [2000], “FACTS – Flexible Alternating Current Transmission Systems. For Cost Effective and Reliable Transmission of Electrical Energy”, disponible sur www.worldbank.org

Hadsell L., Shawky H. [2006], “Electricity Price Volatility and the Marginal Cost of Congestion: An Empirical Study of Peak Hours on the NYISO Market”, 2001-2004, The Energy Journal, 27 (2), 157-179

Hartley P. [2003], “HVDC Transmission: Part of the energy solution?”, présentation à la Conférence Energy and Nanotechnology: Strategy for the Future

Harvey S. [2003], “The Virtues of Virtual RTOs”, présentation, http://www.ksg.harvard.edu/hepg/RTO_ISO_Market_Reports.htm, septembre

Harvey S., Hogan W. [2000], “Nodal and zonal congestion management and the exercise of market power”, <http://ksghome.harvard.edu/~whogan/>

Harvey S., Pope S., Buechler J., Thompson R. [2001], “Feasibility Study for a Combined Day-Ahead Market in the Northeast”, <http://www.lecg.com>

Helman U. [2006], “Market power monitoring and mitigation in the US wholesale power markets”, Energy 31, 6-7, 877-904

Hennebel M. [2007], Valorisation des services système sur un réseau de transport d’électricité en environnement concurrentiel, Thèse de Doctorat en Génie Électrique, Université Paris-Sud XI, Orsay

Henry S., Pompée J., Devatine L., Bulot M., Bell K [2004], “New trends for the assessment of power system security under uncertainty”, Power Systems Conference and Exposition, 10-13 octobre, New York

Hiroux C. [2005], “The Integration of Wind Power into Competitive Electricity Market: The Case of the Transmission Grid Connection Charges”, 28th annual IAEE International Conference, Taipei, 3-6 juin

Hiroux C. [2007], L’insertion d’une production inflexible sur les marchés concurrentiels : l’énergie éolienne, Thèse de Doctorat en Sciences Économiques, Université Paris-Sud XI

Hiroux C., Maupas F., Plumel S. [2006], “Management Tools for the Purchase Obligation of Priority Production: The Case of Wind Power”, 3rd International Conference The European Electricity Market EEM06 Challenge of Unification, 24-26 mai, Varsovie, Pologne

Hogan W. [1992], “Contract networks for electric power transmission”, Journal of Regulatory Economics, 4(3), 211-242

Hogan W. [1998], “Independent System Operator: Pricing and Flexibility in a Competitive Electricity Market”, février, www.ksg.harvard.edu

Hogan W. [2002a], “Electricity Market Restructuring: Reform of the Reforms”, Journal of Regulatory Economics, 21 (1), 103-132

Hogan W. [2002b], “Financial Transmission Rights Formulations”, mars, www.ksg.harvard.edu

Hogan W. [2002c], “Financial Transmission Incentives: Applications Beyond Hedging”, mai, www.ksg.harvard.edu

Hogan W. [2003], “Transmission market design”, Electricity Deregulation: Where to From Here? Conference at Bush Presidential Conference Center, Texas A&M University, 4 avril, disponible sur www.ksg.harvard.edu

Hogan W. [2005], “Market design failures and electricity restructuring”, presentation at The Economics of Electricity Markets Conference, IDEI Toulouse, 2 Juin, disponible sur <http://idei.fr>

Hogan W., Rosellón J., Vogelsang I. [2007], “Toward a combined merchant-regulatory mechanism for electricity transmission expansion”, 9th IAEE European Energy Conference “Energy Markets and Sustainability in a Larger Europe”, 10-13 juin, disponible sur http://ksghome.harvard.edu/~whogan/Hogan_Rosellon_Vogelsang_IAEEFlorence_041407.pdf

Hughes R. [2000], “Environmental Impact Assessment and Stakeholder Involvement”, International Institute for Environment and Development, disponible sur www.iied.org/pubs/pdf/full/7789IIED.pdf

Hunt S. [2002], Making competition work in electricity, Wiley Finance

Inspection générale des Finances – Conseil Général des Mines (IGF-CGM) [2004], “Rapport d’enquête sur les prix de l’électricité”, octobre, www.minefi.gouv.fr

ISONE-NYISO [2003], “Virtual Regional Dispatch: concept, evaluation and proposal”, Joint working paper ISO New England, Inc., New York ISO, Inc.

Joskow P. [1996], “Introducing Competition into Regulated Network Industries: from Hierarchies to Markets in Electricity”, *Industrial and Corporate Change*, 5 (2)

Joskow P. [1998], “Regulatory Priorities for Reforming Infrastructure Sectors in Developing Countries”, Annual World Bank Conference on Development Economics, 20-21 avril

Joskow P. [2005a], “Transmission Policy in the United States”, *Utilities policy*, 13(2), 95-115

Joskow P. [2005b], “Regulation of natural monopolies” http://econ-www.mit.edu/faculty/download_pdf.php?id=1220

Joskow P. [2006a], “Markets for Power in the United States: An Interim Assessment”, *The Energy Journal*, 27(1), 1-36, Janvier

Joskow P. [2006b], “Incentive regulation in theory and practice: electricity distribution and transmission network”, janvier, disponible sur http://econ-www.mit.edu/faculty/?prof_id=pjoskow&type=paper

Joskow P. [2006c], “Patterns of transmission investment”, dans Lévêque F. (ed.), Competitive Electricity Markets and Sustainability, Edward Elgar, 131-186

Joskow P. [2007], “Competitive electricity markets and investment in new generating capacity”, dans Dieter Helm (ed), The New Energy Paradigm, Oxford University Press

Joskow P., Schmalensee [1983], Markets for power – An Analysis of Electrical Utility Deregulation, The MIT Press Ed

Joskow P., Tirole J. [2005], “Merchant Transmission Investment”, *Journal of Industrial Economics* 53(2), 233-264

Jullien C., Robin S. Staropoli C. [2006], “Coordinating cross-border congestion management through auctions: an experimental approach of European solutions”, 3rd International Conference “The European Electricity Market. EEM-06” Challenge of the Unification, Varsovie, 24-26 mai

Keller K., Wild J. [2004], “Long-term investment in electricity: a trade-off between coordination and competition?”, *Utilities Policy*, 12(4), 243-251

Kirsch L. D. [2000], “Pricing the Grid: Comparing Transmission Rates of the U.S. ISOs”. *Public Utilities Fortnightly*, February 15, 30-42

Kirschen D., Allan R., Strbac G. [1996], “Contributions of individual generators to loads and flows”, paper 96 WM 175-3 PWRs presented at the 1996 IEEE PES Winter Power Meeting

Kleindorfer P. [1998], “Ownership structure contracting and regulation of transmission services providers”, in Chao H. et Huntington H. G. (eds), Designing competitive electricity markets, Kluwer Academic Publishers, Boston/Dordrecht/Londres

Kleindorfer P. [2004], “Economic Regulation under Distributed Ownership: The Case of Electric Power Transmission”, Working Paper, Wharton Risk Management and Decision Processes Center, University of Pennsylvania, Philadelphie, 24 janvier, disponible sur <http://opim.wharton.upenn.edu/risk/downloads/archive/arch319.pdf>

Kristiansen T. [2004a], “Pricing of Contracts for Difference in the Nordic market”, *Energy Policy*, 32 (9), 1075-1085

Kristiansen T. [2004b], “Markets for Financial Transmission Rights”, *Energy Studies Review*, 13 (1), 25-74

Kristiansen T. [2007a], “A preliminary assessment of the market coupling arrangement on the Kontek cable”, *Energy Policy*, 35 (6), 3247–3255

Kristiansen T. [2007b], “An assessment of the Danish–German cross-border auctions”, *Energy Policy*, 35 (6), 3369-3382

Kristiansen T., Rosellón J. [2006], “A Merchant Mechanism for Electricity Transmission Expansion”, *Journal of Regulatory Economics*, 29 (2), 169-193

Lagarto J., Sousa J., Lie T. T. [2006], “Measuring market power in the Spanish electricity market using a conjectural variations approach”, 3rd International Conference “The European Electricity Market. EEM06” Challenge of Unification, 24-26 mai, Varsovie, Pologne

Lambert J. D. [2001], Creating competitive power markets: the PJM model, novembre, PennWel

Lamy ML. [2004], Efficacité des politiques environnementales d'incitation à l'adoption de nouvelles techniques : le cas des Énergies Renouvelables, Thèse de Doctorat en Sciences Économiques, Université Pierre Mendès France, Grenoble

Larsen, A., Pedersen, L.H., Sorensen, E.M. and Olsen, O.J. [2005], “Independent Regulatory Authorities in Europe”, présenté à la conférence SESSA sur la Régulation, Bergen, 3-4 mars

Latorre G., Cruz R.D., Areiza J.M., Villegas A. [2003], “Classification of publication and models on transmission expansion planning”, IEEE Transactions on Power Systems, 18(2), 938-946

Lenfle S., Baldwin C. [2007], “From Manufacturing to Design: An Essay on the Work of Kim B. Clark”, Harvard Business School Working Paper, 07-057, www.hbs.edu/research/pdf/07-057.pdf

Lesieutre B., Hiskens I. [2005], “Convexity of the set of feasible injections and revenue adequacy in FTR markets”, IEEE Transactions on Power Systems, 20(4), 1790-1798

Lévêque F (Ed.) [2003], Transport Pricing of Electricity Network, Kluwer

Lévêque F. [2004], Économie de la Réglementation, Éditions La Découverte, Paris

Littlechild S. [2003], “Transmission regulation, merchant investment and experience in the Australian National Electricity Market”, CMI working paper, disponible sur www.electricitypolicy.org.uk/pubs/misc/littlechildtransmission.pdf

Littlechild S. [2004a], “Regulated and merchant interconnectors in Australia: SNI and Murraylink revisited”, CMI working paper, disponible sur www.econ.cam.ac.uk/eprg/pubs/index.html?year=2004

Littlechild S. [2004b], “Regulation of Transmission Expansion in Argentina: Part I – State Ownership, Reform and the Fourth Line”, CMI working paper, disponible sur www.econ.cam.ac.uk/eprg/pubs/index.html?year=2004

Littlechild S. [2006], “Beyond regulation”, présentation à la 5^{ème} session de l'ESNIE, Cargèse, mai, disponible sur <http://esnie.u-paris10.fr/fr/home/index.php>

London Economics [2007], “Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005, Part I”, presented to DG Comp 26th February prepared in association with Global Energy Decisions

MacLaren Loring J. [2007], “Wind energy planning in England, Wales and Denmark: factors influencing project success”, Energy Policy, 35(4), 2648-2660

Marangon J. W., Oliveira (de) E. J. [1998], “The long-term impact of transmission pricing”, IEEE Transactions on Power Systems, 13(4), 1514-1520
Marinescu B., Coulondre JM. [2004], “A coordinated phase shifting control and remuneration method for a zonal congestion management scheme”, IEEE-PES Power Systems Conference & Exposition, Octobre 10-13

Marinescu B., Coulondre J-M., Tsamasphyrou P., Bourmaud J-Y. [2005], “Improving TSO’s coordination for cross-border redispatch: a discussion of possible approaches in the European context”, 2nd CIGRE/IEEE International Symposium Congestion management in a market environment, San Antonio, 5-7 octobre

Martin T. [2005], “Benefit of transmission focused development”, présentation à l’édition 2005 de l’Energy Roundtable, 31 mai, disponible sur www.energyroundtable.org

Mas-Colell A., Green J., Whinston M. [1995], Microeconomic Theory

Mathieu A. [2006], “Hydroélectricité : des mini-centrales aux barrages pharaoniques”, Cahier du CREDEN n° 06.01.61

Meeus L., Belmans R., Glachant J-M [2006], “Regional electricity market integration France-Belgium-Netherlands”, Revue E tijdschrift, 3, 17-24, octobre

Ménard C. [1997], “Le pilotage des formes organisationnelles hybrides”, Revue Économique, 48 (3), 741-751

Milgrom P., Roberts J. [1990], “Rationalizability, Learning and Equilibrium Games with Strategic Complementarities”, Econometrica 59, 511-528

MISO-PJM [2004], “Joint Operating Agreement”, www.pjm.com

MISO-PJM-TVA [2005], “Joint reliability coordination agreement”, www.pjm.com

Moreno Lopez H.L. [2005], Valorisation des services système dans un réseau de transport d’électricité, Thèse de Doctorat en Génie Électrique, Université Paris-Sud XI, Orsay

NGC [2004a], “Balancing Principles Statement”, October, www.nationalgrid.com/uk/electricity/

NGC [2004b], “Seven Year Statement”, www.nationalgrid.com/uk/electricity/

NGT [2005], “Seven Year Statement”, www.nationalgrid.com/uk/electricity/

National Grid [2005], “Information paper, condition 5 – publication of long-term tariffs”, novembre, www.nationalgrid.com/uk/electricity/

National Grid [2006a], “Charging Issues Standing Group. Actions & Issues from the Tuesday, 31st January 2006 Meeting”, 31 janvier, www.nationalgrid.com/uk/electricity/

National Grid [2006b], “Information paper, condition 5 – publication of long-term tariffs”, septembre, www.nationalgrid.com/uk/electricity/

National Grid [2006c], “Proposed changes to the statement of the use of system charging methodology as a result of charging conditions 2 and 4”, septembre, www.nationalgrid.com/uk/electricity/

National Grid [2006d], “2007/8 TNUoS Generation Zoning CISG, 27 septembre 2006”, disponible sur www.nationalgrid.com/uk/electricity/

National Grid [2007], Seven Year Statement, www.nationalgrid.com/uk/electricity/

NERC [1996], “Glossary of terms. Report prepared by the Glossary of terms Task Force”

Neuhoff, K., [2003] “Coupling Transmission and Energy Markets Reduces Market Power”, Cambridge Working Papers in Economics

Neuhoff K., Newbery D. [2005], “Evolution of electricity markets - Does sequencing matter?”, Utilities Policy, 13 (2), 163-173

Newbery D. [2005a], “European Electricity Liberalisation”, The Energy Journal Special Issue

Newbery D. [2005b], “Refining Market Design”, présenté à la Conférence SESSA Implementing Internal Market of Electricity: Proposals and Time-Tables, Bruxelles 9 septembre

Newbery D., Green R., Neuhoff K., Twomey P. [2004], “A Review of the Monitoring of Market Power. The Possible Roles of TSOs in Monitoring for Market Power Issues in Congested Transmission Systems, Report prepared for ETSO”, www.ets-net.org, Novembre

Newbery D., Von der Fehr NH., Van Damme E. [2003], “UK-Netherlands DC Interconnector”, Market Surveillance Committee, La Hague, disponible sur www.dte.nl/images/UK-Netherlands%20DC%20Interconnector_tcm7-94001.pdf

Nordel [2004a], “Agreement regarding operation of the interconnected Nordic power system (System Operation Agreement)”, www.nordel.org

Nordel [2004b], “Priority Cross-sections. Joint Nordic Analyses of Important Cross-sections in the Nordel System”, 11 juin, www.nordel.org

OFGEM [2002], “NGC System Operator incentive schemes from April 2003, Initial proposals”, décembre 2002

OFGEM [2003a], “Transmission Investment and Renewable Generation. Consultation Paper”, octobre, www.ofgem.gov.uk

OFGEM [2003b], “NGC System Operator incentive scheme from April 2004, Initial consultation document”, décembre

OFGEM [2004a], “NGC System Operator incentive scheme from April 2005”, Initial Proposals, décembre

OFGEM [2004b], “Planning and operating standards under BETTA, An Ofgem/DTI conclusion document Volume 2”, septembre

OFGEM [2004c], “Extending the National Grid Company’s transmission asset price control for 2006/07. Initial consultation”, mai

OFGEM [2006], “Domestic Metering Innovation - Next Steps”, Decision Document, 107/06, 30 juin

Olmos Camacho L. [2006], Diseño regulatorio de la actividad de transporte en mercado de electricidad regionales, Thèse de doctorat, Universidad Pontificia Comillas de Madrid, Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Oren S. [2001], “Efficient Intrazonal Transmission Pricing”, Rapport disponible sur www.puc.state.tx.us/electric/projects/23220/012901.rtf

O’Neill R., Helman U., Hobbs B., Baldick R. [2006], “Independent System Operators in the USA: History, Lessons Learned, and Prospects”, dans Sioshansi F.P. et Pfaffenberger W. (eds.), Electricity Market Reform An International Perspective, Elsevier

OXERA [2003], “The impact of the average zonal transmission losses applied throughout Great Britain”, étude pour le DTI, juin, disponible sur www.oxera.com/cmsDocuments/Reports/DTI%20average%20zonal%20transmission%20losses.pdf

Pagano U. [1993], “Organisational equilibria and institutional stability”, in Bowles S., Gintis H., Gustafson B. (eds.) Market and Democracy, Cambridge University Press, Cambridge

Pagano U. [2005], “Legal Positions and Institutional Complementarities”, in Cafaggi F., Nicita A. et Pagano U. (eds) Legal Orderings and Economic Institutions, Routledge, London and New York

Patrick H., Wolak F [1999], “Consumer response to spot prices in England and Wales electricity market: implications for demand-side bidding and pricing options design under competition” dans M.A. Crew Edited, Regulation under increasing Competition, Kluwer Academic Publishers

Paul JP., Pompée J., Testud G. [2004], “Analyser la sûreté d’exploitation du réseau électrique : vers une approche plus exhaustive des futurs possibles”, REE Revue de l’Électricité et de l’Électronique, 8, 108-115

Perez Y. [2002], L’analyse néo-institutionnelle des réformes électriques européennes, Thèse de Doctorat en Sciences Économiques, Université de Paris I Panthéon – Sorbonne

Pérez-Arriaga I. J. [2003], “The EU Internal Electricity Market: Current State of Debate”, présentation au CMI Transmission Workshop, 18-19 juillet, Cambridge

Pérez-Arriaga I. J., Olmos L. [2005], “The plausible congestion management scheme for the internal electricity market of the European Union”, *Utilities policy*, 13(2), 117-134

Pérez-Arriaga I. J., Rubio F. J., Puerta J. F., Arceluz J., Marin J., [1995], “Marginal Pricing of Transmission Services: an analysis of cost recovery”, IEEE Trans. on Power Systems, 10(1), 546-553

Phulpin Y., Hennebel M., Plumel S. [2005], “La traçabilité de l’électricité : une méthode équitable pour l’allocation des coûts de transmission”, Électrotechnique du Futur EF’2005, Grenoble, Septembre

Phulpin Y., Hennebel M., Plumel S. [2006], A market-based approach to evaluate the efficiency of transmission loss allocation, Modern Electric Power Systems (MEPS), Wrocław, Pologne, Septembre

Pignon V. [2003], L’harmonisation des méthodes de tarification du transport d’électricité une analyse économique du marché unique européen, Thèse de Doctorat en Sciences Économiques, Université de Paris I Panthéon – Sorbonne

PJM [2004a], “State of the Market 2003”, mars, www.pjm.com

PJM [2004b], “PJM FERC Filing in Docket Number RT-01-2-01”, avril, www.pjm.com

PJM [2005], “State of the Market 2004”, mars, www.pjm.com,

PJM [2007a], “PJM 2006 Regional Transmission Expansion Plan”, 27 février, www.pjm.com

PJM [2007b], “PJM Manual 14B: Generation and transmission interconnection planning, revision: 04”, 1^{er} mars, www.pjm.com

PJM [2007c], “PJM Manual 06: Financial Transmission Rights, Revision 9”, 7 avril, www.pjm.com

PJM [2007d], “Answer of PJM Interconnection, L.L.C. to Protests and Comments, Docket No. ER06-1474-000”,

www.pjm.com/documents/ferc/documents/2007/20070430-er06-1474-000.pdf

PJM [2007e], “PJM IMPLEMENTS MARGINAL-LOSS PRICING”, News Release, 4 juin, www.pjm.com

PJM-MISO [2006], “Report on Security Constrained Economic Dispatch”, by The Joint Board for the PJM-MISO Region, Docket No. AD05-13-000, soumis à la FERC le 24 mai

Pollitt M. [2004], “Electricity reform in Argentina. Lessons for Developing Countries”, septembre, CMI Working Papers

Pollitt M. [2007], “The arguments for and against ownership unbundling of energy transmission networks”, 7 août, EPRG Working Papers, www.electricitypolicy.org.uk

Prandini A. [2007], “Good, BETTA, best? The role of industry structure in electricity reform in Scotland,” Energy Policy, 35 (3), 1628-1642

Raineri R. [2006], "Chile: Where It All Started", dans Sioshansi F.P. et Pfaffenberger W. (eds.), Electricity Market Reform An International Perspective, Elsevier

Ramsey F. [1927], "A contribution to the theory of taxation", *Economic Journal*, 37, 47-61

Rassenti S.J., Smith V.L. [1998], "Deregulating Electric Power: Market Design and Experiments", dans Designing Competitive Electricity Markets, Chao H., Huntington H.G. (eds), Kluwer Academic Publishers

Rey P., Tirole J. [2007], "A primer on foreclosure", dans Armstrong M. et Porter R. (eds), Handbook of Industrial Organization, volume III, North Holland

RAG [1995], "Avenant du 10 avril 1995 à la convention du 27 novembre 1958 pour la concession à Électricité de France, service national, du réseau d'alimentation générale en énergie électrique", paru au J.O. n°103 du 2 mai 1995

Rious V. [2004], "Modélisation conjointe des marchés de l'énergie et de l'ajustement : Application au calcul des surplus par type d'acteurs dans le contexte français incluant la gestion des interconnexions", mémoire de DEA Économie, Gestion de l'Information et des Réseaux, Université Paris-Sud XI, disponible sur www.grjm.net Roques F., Newbery D., Nuttall W. [2006], "Fuel mix diversification incentives in liberalised electricity markets: a mean-variance portfolio theory approach", Robert Schuman Centre for Advanced Studies, Florence School of Regulation, Working paper

Rosellón J. [2003], "Different approaches toward electricity transmission expansion", *Review of Network Industries*, 2 (3), 238-269, septembre

Rosenberg A. [2000], "Congestion pricing or monopoly pricing?", *The Electricity Journal*, 13 (3), 33-40

Rossignoli J., Paravalos M. E., Besser J. G. [2005], "Transmission: The Critical Link Delivering the Promise of Industry Restructuring to Customers," *The Electricity Journal*, 18(9), 18-27

Rotger J. A., Felder F. A. [2001], "Reconciling Market-Based Transmission and Transmission Planning", *The Electricity Journal*, 14(9), 31-43

Rotillon G. [1992], Introduction à la microéconomie, Éditions La Découverte, Paris

Royal Academy of Engineering (RAE) [2004], The cost of generating electricity, London, March

RTE [2004a], Mémento de sûreté, disponible sur www.rte-france.com

RTE [2004b], "Résultats annuels 2003. Conférence de presse du 16 mars 2004"

RTE [2004c], "Schéma de développement du réseau public de transport d'électricité 2003-2013", www.rte-france.com

RTE [2005a], "Bilan prévisionnel de l'équilibre offre demande d'électricité en France. Édition 2005", www.rte-france.com

RTE [2005b], “Résultats annuels 2004. Conférence de presse du 24 mars 2005”

RTE [2006a], Résultat technique du secteur électrique en France. Valeurs Provisoires, www.rte-france.com

RTE [2006b], “Cahier des charges. Réservation de disponibilités sur une installation de production localisée dans la zone de St Briec afin de sécuriser l’exploitation du Réseau Public de Ransport d’Électricité”, 15 février, disponible sur www.rte-france.com/htm/fr/accueil/telecharge/Cahier_des_Charges.pdf

RTE [2006c], “Résultats annuels 2005. Conférence de presse du 14 mars 2006”, www.rte-france.com

RTE [2006d], “Réservation de disponibilités sur une installation de production localisée dans la zone de St Briec afin de sécuriser l’exploitation du Réseau Public de Ransport d’Électricité”, spécimen de contrat, téléchargé le 15 octobre 2006 sur www.rte-france.com

RTE [2006e], “Référentiel technique de RTE”, version valide à partir du 15 juillet 2006, www.rte-france.com

RTE [2007], Brochure institutionnelle, téléchargée le 21 avril 2007 sur www.rte-france.com

Rubio F. J., Pérez-Arriaga J. I. [2000] “Marginal Pricing of Transmission Services: A Comparative Analysis of Network Cost Allocation Methods”, IEEE Transactions on Power Systems, 15(1), 448-454

Rudervall R., Charpentier J.P., Sharma R. [2000], “High Voltage Direct Current (HVDC) Transmission Systems”, Technology Review Paper presented at Energy Week 2000, Washington, D. C., USA, March 7-8, www.abb.com

Ruff L. [2001], “Flowgates, Contingency-Constrained Dispatch, and Transmission Rights”, The Electricity Journal, 14, 34-55

Saguan M. [2007], L’analyse économique des architectures de marché électrique. Application au market design du temps réel, Thèse de Doctorat en Sciences Économiques, Université Paris-Sud XI

Salanié B. [2000], Microeconomics of Market Failures, The MIT Press

Salvanes K.G., Tjøtta S. [1998], “A Test for Natural Monopoly with Application to Norwegian Electricity distribution”, Review of Industrial Organization, 13, 669-685

Sauma E., Oren S. [2006], “Economic criteria for planning transmission investment in restructured electricity markets”, paper for the IEEE Special Section on Transmission Investment, Pricing and Construction, 2006

Sauma E., Oren S. [2006], “Proactive planning and valuation of transmission investments in restructured electricity markets”, Journal of Regulatory Economics, 30 (3), 261-290

Sauma E., Oren S. [2007], “Do Generation Firms in Restructured Electricity Markets Have Incentives to Support Socially-Efficient Transmission Investments?”, disponible sur www.pserc.org

Saussier S., Yvrande-Billon A. [2007], Économie des coûts de transaction, Éditions La découverte, Collection Repères, Paris

Scarf H. E. [1994], “The allocation of resources in the presence of indivisibilities”, *Journal of Economic Perspectives*, 8(4), 111-128

Schweppe F.C., Caramanis M.C., Tabors R.D., Bohn R.E. [1988], Spot Pricing of Electricity, Kluwer Academic Publishers

Shanker R.J. [2001], “Is a Single Reasonable NE Market Feasible? An Initial Analysis of Technology and Scalability”, disponible sur www.ksg.harvard.edu/hepg/

Shanker R. J. [2003], “Affidavit of Roy D. Shanker, Docket No. ER03-406-000, PJM Interconnection L.L.C.”, www.pjm.com, February

Sharkey W.W. [1982], The theory of natural monopoly, Cambridge University Press

Shrestha G. B., Fonseka P. A. J. [2004], “Congestion-Driven Transmission Expansion in Competitive Power Markets”, *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(3), 1658-1665

Siddiqui A. S., Bartholomew E., Marnay C., Oren S. S. [2005], “Efficiency of the New York Independent System Operator Market for Transmission Congestion Contracts”, *Managerial Finance*, 31 (6), 1-45

Sioshansi F.P., Pfaffenberger W. (eds.) [2006], Electricity Market Reform An International Perspective, Elsevier

Smeers Y. [2005], “How well can one measure market power in restructured electricity systems?”, préparé pour le projet SESSA, mai, disponible sur www.sessa.eu.com

Smeers Y. [2006], “Long Term Locational Prices and Investment Incentives in the Transmission of Electricity”, dans Lévêque F. (ed), Competitive Electricity Markets and Sustainability, Edward Elgar, 187-229

Smeers Y., Pérez-Arriaga I. [2003], “Guidelines on tariff settings”, dans Lévêque F. (ed), Transport Pricing of Electricity Network, 175-203, Kluwer

Spulber D., Yoo C. [2003], “Access to network: Economics and constitutional connections”, *Cornell law review*, 88 (4), 885-1024

Srinivas N., Deb K. [1995], “Multiobjective optimization using non-dominated sorting in genetic algorithm”, *Evolutionary Computing*, 3(2), 221-248,

Statnett [2005], “Grid Development Plan 2005-2020”, juin, www.statnett.no

Staropoli C. [2001], Organisation et efficacité des marchés de gros d'électricité – Une analyse économique des marchés anglo-gallois et nordique, Thèse de Doctorat en Sciences Économiques, Université de Paris I Panthéon – Sorbonne

Stavros R. [2000], “Transmission 2000: Can ISOs Iron Out the Seams?”, *Public Utilities Fortnightly*, 138(9),

Stoft S. [2002], Power System Economics, IEEE Press & Wiley Inter-Science

Stoft S. [2006], “Problems of transmission investment in a deregulated power market”, dans Lévêque F. (ed), Competitive Electricity Markets and Sustainability, Edward Elgar, 87-130

Tenenbaum B. [1995], “The Real World of Power Sector Regulation”, *Public Policy for the Private Sector*, The Worldbank, 50, Juin, disponible sur <http://rru.worldbank.org/Documents/PublicPolicyJournal/050tenen.pdf>

Todem C., Leuthold F. [2006], “Flow-Based Coordinated Auctions: A Step Forward in Applied European Congestion Management”, 29th IAEE International Conference, 7-10 juin, Potsdam, Allemagne

Transpower New Zealand Ltd [1990], “Transmission Pricing. Calculation of Network Charges”

TURP2 [2005], Décision du 23 septembre 2005 approuvant les Tarifs d’Utilisation des Réseaux Publics de transport et de distribution d’électricité, disponible sur www.legifrance.gouv.fr/WAspad/UnTexteDeJorf?numjo=INDI05057495

Turvey R. [2000], “Infrastructure access pricing and lumpy investments, *Utilities Policy*, 9 (4), 207-218

Turvey R. [2006], “Short & long run transmission incentives for generation location”, Working paper CEEPR 06-004, mars, disponible sur <http://web.mit.edu/afs/athena.mit.edu/org/c/ceepr/www/2006-004.pdf>

UCTE [2004], “Glossary” v2.2 in Operation Handbook, juillet, www.ucte.org

U.S. Department of Energy (DoE) [2006], “National Electric Transmission Congestion Study”, août, www.nietc.anl.gov/documents/docs/Congestion_Study_2006-9MB.pdf

Van Koten S., Ortmann A. [2007], “The unbundling regime for Electricity Utilities in the EU: A Case of Legislative and Regulatory Capture?”, Working paper CERGE-EI, <http://www.cerge-ei.cz/pdf/wp/Wp328.pdf>

Varian H. [1995], Introduction à la microéconomie, Traduction française De Boeck Université

Vásquez C., Olmos L., Pérez-Arriaga I. [2002], “On the selection of the slack bus in mechanisms for transmission network cost allocation that are based on network utilization”, 14th PSCC Sevilla, 24-28 June

Vogelsang I. [2006], “Electricity Transmission Pricing and Performance-Based Regulation”, *The Energy Journal*, 27 (4), 127-156

Walliser B. [2005], “Les fonctions des modèles économiques”, Working paper ENPC-CERAS, EHESS

Weigt H. [2006], “A time-variant welfare economics analysis of a nodal pricing mechanism in Germany”, 29th IAEE International Conference, 7-10 juin, Potsdam, Allemagne

Williamson O. [1991], “Comparative economic organization: The analysis of discrete structural alternative”, *Administrative Science Quarterly*, 31 (2), 269-296

Wilson R. [2002], “Architecture of the power markets”, *Econometrica*, 70(4), 1299-1344

Wolak F., Bushnell J. [1999], “Reliability Must-Run Contracts for the California Electricity Market, prepared for the Market Surveillance Committee of the California ISO”, 2 avril, faculty-gsb.stanford.edu/Wilson/archive/E542/classmaterial.htm

Wood A.J., Wollenberg B.F. [1996], Power Generation Operation and Control, Wiley-Interscience Publication

Yamin H. [2003], “Review on methods of generation scheduling in electric power systems”, *Electric Power Systems Research*, 69, 227–248

Zaoui F., Fliscounakis S., Gonzalez R. [2005], “Coupling OPF and topology optimisation for security purposes”, 15th Power Systems Computation Conference, 22-26 août, Liège

TABLE DES MATIÈRES

INTRODUCTION GÉNÉRALE.....	2
CHAPITRE 1 SYSTÈME ÉLECTRIQUE ET INVESTISSEMENT OPTIMAL PAR UNE ENTREPRISE VERTICALEMENT INTÉGRÉE	7
Introduction	8
Section 1 Description des éléments du système électrique	10
1. 1. Consommation	10
1. 1. 1. Fluctuations et évolution de la consommation.....	11
1. 1. 2. Elasticité-prix de la demande et coût de l'Énergie Non Distribuée	14
1. 1. 3. Facteurs de localisation de la demande	16
1. 1. 4. Conclusion sur la consommation	17
1. 2. Production	17
1. 2. 1. Les différents types de moyens de production.....	18
1. 2. 1. 1. Turbines à combustion	18
1. 2. 1. 2. Centrales thermiques à vapeur à cycle simple.....	19
1. 2. 1. 3. Centrales thermiques à cycle combiné gaz.....	19
1. 2. 1. 4. Centrales nucléaires.....	19
1. 2. 1. 5. Centrales hydrauliques	20
1. 2. 1. 6. Centrales éoliennes.....	21
1. 2. 2. Caractéristiques des différents moyens de production.....	21
1. 2. 2. 1. Coûts de production	21
1. 2. 2. 2. Localisation de la production d'électricité	23
1. 2. 2. 3. Temps de réalisation et capacité des investissements	25
1. 2. 2. 4. Dispatchabilité.....	26
1. 2. 2. 5. Disponibilité	28
1. 2. 3. Conclusion sur la production.....	29
1. 3. Transport	30
1. 3. 1. Le réseau de transport et son fonctionnement.....	31
1. 3. 1. 1. Réseau de transport, courant alternatif et courant continu	32
1. 3. 1. 2. Équations du réseau à courant alternatif.....	34
1. 3. 1. 3. Pertes Joule.....	38
1. 3. 2. Les limites de fonctionnement du réseau électrique	38
1. 3. 2. 1. Limites physiques (thermiques) en fonctionnement normal	39
1. 3. 2. 2. Limites provenant des règles de sécurité.....	40
1. 3. 3. Caractéristiques économiques des éléments du réseau de transport	41
1. 3. 3. 1. Structure de coût du réseau de transport	41
1. 3. 3. 2. Temps de réalisation d'une ligne électrique.....	44
1. 3. 4. Conclusion sur le réseau de transport d'électricité.....	45

1. 4. Conclusion de la section.....	46
Section 2 Investissement optimal par une entreprise verticalement intégrée	48
2. 1. Problématique d'ensemble du développement du système électrique sur une seule zone de responsabilité	49
2. 1. 1. Conduite du système électrique sur une seule zone de responsabilité	55
2. 1. 2. Investissement du système électrique sur une seule zone de responsabilité ..	57
2. 2. Coordination entre zones de responsabilité pour la conduite du système .	60
2. 2. 1. Coordination parfaite et bénéfices associés	61
2. 2. 2. Coordination de la conduite du système électrique.....	63
2. 2. 3. Conclusion sur la coordination des zones de responsabilité	65
2. 3. Conclusion de la section.....	65
Conclusion du chapitre	67
CHAPITRE 2 MODULARITÉ DE LA GESTION DES FLUX ÉLECTRIQUES ET SIGNAUX DE COORDINATION DU TRANSPORT VERS LA PRODUCTION	69
Introduction	70
Section 1 Modularité de la gestion des flux électriques.....	72
1. 1. Fondement de la modularité : le passage au marché.....	73
1. 1. 1. La dualité entre contrôle-commande et marché pour un bien simple	73
1. 1. 2. Les caractéristiques spécifiques des flux électriques et des infrastructures du réseau et leurs conséquences économiques.....	77
1. 1. 2. 1. Congestions et pertes sur le réseau de transport d'électricité.....	77
1. 1. 2. 2. Structure de coût du réseau de transport d'électricité	79
1. 1. 2. 3. Spécificité de site des investissements en réseau et synchronisation avec les investissements en production	80
1. 1. 2. 4. Les conséquences des caractéristiques du réseau de transport d'électricité.....	82
1. 1. 3. Une dualité limitée entre contrôle-commande et marché pour le réseau de transport d'électricité	83
1. 2. L'application d'un cadre modulaire à la gestion des flux électriques	83
1. 2. 1. La modularité du système électrique.....	84
1. 2. 2. Les modules du GRT pour la gestion des flux électriques.....	85
1. 3. Conclusion de la section.....	87
Section 2 Signaux de court terme, investissement en réseau et coordination avec la production	89
2. 1. Module de conduite du système à court terme.....	89
2. 1. 1. Pricing Nodal.....	90
2. 1. 2. Redispatching	94
2. 1. 3. Pricing Zonal	98
2. 1. 4. Coordination de plusieurs zones de responsabilité pour la conduite du système à court terme.....	101

2. 2.	Les limites des signaux de court terme pour la coordination des investissements en production et en transport.....	105
2. 2. 1.	Régulation du pouvoir de marché local.....	106
2. 2. 1. 1.	Contractualisation amont.....	106
2. 2. 1. 2.	Contrat amont et récupération des coûts fixes en production	107
2. 2. 1. 3.	Transparence de la contractualisation amont	108
2. 2. 2.	Droit de transport et coordination à long terme entre le transport et la production d'électricité	110
2. 2. 2. 1.	Les FTRs, des droits financiers de transport	110
2. 2. 2. 2.	La couverture des coûts du réseau par les FTRs	111
2. 2. 2. 3.	La valorisation faussée des FTRs	113
2. 2. 2. 4.	Les <i>merchant lines</i> et les FTRs	114
2. 3.	Conclusion de la section.....	118
Section 3	Les signaux de localisation de long terme	121
3. 1.	Module d'incitation à long terme pour la localisation des moyens de production.....	121
3. 1. 1.	Generation-only spur.....	124
3. 1. 2.	Shallow cost	125
3. 1. 3.	Deep cost.....	126
3. 1. 4.	Tarif zonal avec participation marginale.....	128
3. 1. 4. 1.	PTDF, longueur des lignes et tarifs nodaux en km	128
3. 1. 4. 2.	Choix du nœud de référence.....	129
3. 1. 4. 3.	Coût marginal de long terme du réseau.....	130
3. 1. 4. 4.	Participation marginale et allocation du coût fixe des lignes.....	131
3. 1. 4. 5.	Régionalisation du tarif	132
3. 1. 5.	Tarif zonal avec participation moyenne	133
3. 1. 5. 1.	Définition du domaine d'influence de chaque acteur.....	133
3. 1. 5. 2.	Flux et responsabilité de chaque acteur.....	134
3. 1. 5. 3.	Utilisation des lignes par acteur	135
3. 1. 5. 4.	Répartition du coût du réseau entre producteurs et consommateurs....	136
3. 1. 5. 5.	Impact de la durée d'amortissement sur le calcul du tarif.....	137
3. 1. 6.	Conclusion de la présentation des tarifs de réseau.....	139
3. 2.	Analyse des différents types de tarifs pour la coordination entre les investissements en production et en transport.....	140
3. 2. 1.	Visibilité et stabilité des tarifs de réseau à long terme.....	141
3. 2. 2.	Efficacité de la discrimination tarifaire	143
3. 2. 3.	Traitement des indivisibilités du réseau et des discontinuités de coût.....	144
3. 2. 4.	Causalité des coûts	145
3. 2. 5.	Comparaison des tarifs de réseau à partir de ces quatre critères.....	146
3. 3.	Conclusion de la section.....	147
Conclusion du chapitre	149
CHAPITRE 3	LA DIVERSITÉ DE DESIGNS DES GRT	151

Introduction	152
Section 1 La structure de gouvernance du réseau	154
1. 1. La structure de gouvernance du réseau	154
1. 1. 1. Les degrés de séparation entre le GRT et la production d'électricité	155
1. 1. 2. Les degrés de séparation entre la gestion et la propriété du réseau.....	157
1. 1. 3. Une régulation adaptée au type de GRT	159
1. 1. 4. Conclusion sur la gouvernance du réseau	161
1. 2. Complémentarité institutionnelle entre la structure de gouvernance du réseau et les modules de gestion des flux électriques	161
1. 2. 1. Complémentarités institutionnelles et écarts entre les GRT réels et le GRT idéal.....	162
1. 2. 1. 1. La complémentarité institutionnelle.....	162
1. 2. 1. 2. Existence de complémentarités institutionnelles entre la gouvernance du réseau et les modules de gestion des flux électriques	163
1. 2. 2. Conséquences des complémentarités institutionnelles sur la coordination entre la production et le transport d'électricité	165
1. 2. 2. 1. Les complémentarités institutionnelles imposées par le contrôle des coûts du réseau	166
1. 2. 2. 2. Complémentarité institutionnelle imposée par les effets redistributifs des signaux de localisation	170
1. 2. 2. 3. Complémentarité institutionnelle dans le cadre de la coordination de plusieurs GRT.....	173
1. 3. Conclusion de la section.....	175
Section 2 Étude institutionnelle comparative de PJM, NGC et RTE.....	177
2. 1. Étude de cas de PJM (Pennsylvanie, New Jersey, Maryland)	178
2. 1. 1. Analyse modulaire de PJM	179
2. 1. 1. 1. Module de conduite du système à court terme.....	179
a) Option mise en œuvre pour sa zone de responsabilité.....	179
b) Coordination entre GRT	181
2. 1. 1. 2. Module d'incitation à la localisation à long terme.....	182
2. 1. 1. 3. Module d'investissement du réseau	183
2. 1. 1. 4. Comparaison de PJM au GRT idéal.....	185
2. 1. 2. Analyse des complémentarités institutionnelles pour PJM.....	186
2. 1. 2. 1. La structure de gouvernance du réseau de PJM	186
2. 1. 2. 2. Complémentarités institutionnelles entre les modules de PJM.....	188
a) Contrôle des coûts du réseau	188
b) Effets redistributifs des signaux de localisation	189
c) Coordination entre GRT	190
2. 1. 2. 3. Conclusion de l'étude de PJM.....	190
2. 2. Étude de cas de NGC (National Grid Company – Angleterre et Pays de Galles)	192
2. 2. 1. Analyse modulaire de NGC	192
2. 2. 1. 1. Module de conduite du système à court terme.....	193

a) Option mise en œuvre sur sa zone de responsabilité	193
b) Coordination avec les GRT voisins	195
2. 2. 1. 2. Module d'incitation à la localisation à long terme	195
2. 2. 1. 3. Module d'investissement du réseau	197
2. 2. 1. 4. Comparaison de NGC au GRT idéal	199
2. 2. 2. Complémentarités institutionnelles pour NGC	200
2. 2. 2. 1. La structure de gouvernance du réseau de NGC	200
2. 2. 2. 2. Complémentarités institutionnelles entre les modules de NGC	201
a) Contrôle des coûts du réseau	201
b) Effets redistributifs des signaux de localisation	201
c) Coordination entre GRT	202
2. 2. 2. 3. Conclusion de l'étude de NGC	203
2. 3. Étude de cas de RTE (Réseau de Transport d'Électricité – France)	204
2. 3. 1. Analyse modulaire de RTE	205
2. 3. 1. 1. Module de conduite du système à court terme	205
a) Option mise en œuvre sur sa zone de responsabilité	205
b) Coordination avec des GRT voisins	208
2. 3. 1. 2. Module d'incitation à la localisation à long terme	209
2. 3. 1. 3. Module d'investissement du réseau	211
2. 3. 1. 4. Comparaison de RTE au GRT idéal	213
2. 3. 2. Complémentarité institutionnelle pour RTE	214
2. 3. 2. 1. Structure de gouvernance du réseau de RTE	214
2. 3. 2. 2. Complémentarités institutionnelles entre les modules de RTE	216
a) Contrôle des coûts du réseau	216
b) Effets redistributifs des signaux de localisation	217
c) Coordination entre GRT	219
2. 3. 2. 3. Conclusion de l'étude de RTE	220
2. 4. Conclusion de section	221
Conclusion du chapitre	224
CHAPITRE 4 COORDINATION DES INVESTISSEMENTS EN PRODUCTION ET EN TRANSPORT DANS UN SYSTÈME LIBÉRALISÉ	225
Introduction	226
Section 1 L'investissement réseau comme un problème d'anticipation	228
1. 1. Un besoin de coordination avec le transport qui varie selon la technologie de production	228
1. 2. Incertitudes du système libéralisé à intégrer dans la planification du réseau	232
1. 2. 1. Incertitudes sur la disponibilité et la dispatchabilité d'une production existante	232
1. 2. 2. Incertitudes sur les nouveaux raccordements de la production	234
1. 2. 3. Incertitudes sur les échanges entre zones de responsabilité	235
1. 3. Le coût de production dans le calcul d'investissement du réseau	236

1. 3. 1.	La question des données concernant le coût de production	236
1. 3. 2.	La prise en compte du pouvoir de marché des producteurs dans le calcul d'investissement du réseau.....	237
1. 3. 3.	Prise en compte des moyens de production subventionnés dans le calcul d'investissement du réseau.....	238
1. 4.	Efficacité de l'anticipation des investissements réseau	241
1. 4. 1.	Condition d'optimalité de l'anticipation des investissements du réseau.....	242
1. 4. 1. 1.	Définitions et hypothèses	243
1. 4. 1. 2.	Coût moyen du réseau pour le GRT réactif.....	245
1. 4. 1. 3.	Coût moyen du réseau pour le GRT proactif	248
1. 4. 1. 4.	Condition pour un comportement proactif efficace	249
1. 4. 2.	Évaluation du GRT proactif dans le cadre de raccordements de moyens de production	250
1. 4. 2. 1.	Raccordement d'un Cycle Combiné Gaz	251
1. 4. 2. 2.	Raccordement d'une ferme éolienne.....	254
1. 5.	Conclusion de la section.....	257
Section 2	Une évaluation de l'interaction entre les signaux de localisation et les investissements en production et en réseau	259
2. 1.	Signaux de coordination entre les investissements en réseau et en production dans un système électrique libéralisé.....	260
2. 1. 1.	Coordination par les signaux de court terme.....	260
2. 1. 2.	Coordination par le tarif de réseau	261
2. 2.	Modèle d'investissement en réseau et en production dans un système électrique libéralisé	262
2. 2. 1.	Données du problème.....	262
2. 2. 2.	Présentation générale du modèle.....	264
2. 2. 3.	Modélisation de la conduite du système	267
2. 2. 4.	Modélisation de l'investissement en réseau	268
2. 2. 5.	Calcul du tarif de réseau avec participation moyenne.....	269
2. 2. 6.	Modélisation de l'investissement en production.....	271
2. 2. 7.	Interaction entre les signaux de localisation et les décisions d'investissement en réseau et en production.....	272
2. 2. 8.	Combinaisons de signaux de localisation étudiées	275
2. 3.	Résultats et analyses.....	276
2. 3. 1.	Investissements de l'entreprise intégrée bienveillante comme point de comparaison	276
2. 3. 2.	Équilibres du système sans signaux de coordination	278
2. 3. 3.	Effet du pricing nodal sur la coordination entre la production et le réseau .	280
2. 3. 4.	Effet du tarif avec participation moyenne sur la coordination entre la production et le réseau	283
2. 3. 5.	Effet conjugué du tarif avec participation et du pricing nodal pour la coordination entre la production et le transport	287
2. 4.	Conclusion de la section.....	289

Conclusion du chapitre	291
CONCLUSION GÉNÉRALE	293
BIBLIOGRAPHIE	297
TABLE DES MATIÈRES	320

LISTE DES FIGURES

Figure 1.1 Représentation schématique du système électrique.....	10
Figure 1.2 Impact de la température sur la consommation (RTE [2004c]).....	12
Figure 1.3 Fluctuations de la consommation d'électricité en France en 2006 Source : www.rte-france.com.....	12
Figure 1.4 Monotones de charge pour la France (London Economics [2007])	13
Figure 1.5 Courbes de coûts marginaux pour la France (London Economics [2007])	22
Figure 1.6 Coût complet d'une centrale à cycle combiné gaz en Europe (CSFB [2004]).....	24
Figure 1.7 Préséance économique et niveau de démarrage des centrales de production	27
Figure 1.8 Productible éolien en Allemagne, 2003 (EWEA [2005]).....	28
Figure 1.9 Production électrique éolienne en fonction du mois de l'année en Allemagne Moyenne entre 1990 et 2003 (EWEA [2005]).....	29
Figure 1.10 Exemple de variation de puissance éolienne et de la consommation en hiver 2003 au Danemark (EWEA [2005]).....	29
Figure 1.11 Liaisons électriques en courant alternatif et courant continu entre la Grèce et l'Italie Source : www.ucte.org	33
Figure 1.12 Réseau de transport UCTE (source : www.ucte.org).....	34
Figure 1.13 Les branches isolées du réseau argentin (Nord-Ouest et Sud) sont radiales Source : Littlechild [2004b]	35
Figure 1.14 Réseau de transport 400 kV de la France (RTE [2007]), exemple de réseau maillé	35
Figure 1.15 : Réseau à 3 nœuds et 3 lignes	37
Figure 1.16 Plan conséquences-probabilité de défaillance et courbes iso-risques (RTE [2004a]).....	41
Figure 1.17 Distance à partir de laquelle une ligne aérienne DC est plus avantageuse qu'une ligne aérienne AC en fonction de la capacité de la ligne (Arrillaga [1998], Hartley [2003]).	42
Figure 1.18 Comparaison des coûts de lignes aériennes AC et DC en incluant les pertes Source : Hartley [2003].....	43
Figure 1.19 Économies d'échelle des actifs de transport en AC Source : Fuldner [1998], Brunekreeft [2004]	43
Figure 1.20 Découpage en étapes maîtresse et opérationnelle du problème d'investissement de l'entreprise intégrée idéale	53
Figure 1.21 Arbitrage entre le coût de congestion et le coût d'investissement du réseau	59
Figure 1.22 Réseau de transport et zone de responsabilité	60
Figure 1.23 OPF unique de deux zones de responsabilité.....	62
Figure 2.1 Surplus social, surplus du consommateur et du producteur.....	74

Figure 2.2 Représentation graphique du pricing nodal sur un réseau congestionné à deux nœuds	93
Figure 2.3 Représentation graphique du redispatching sur un réseau congestionné à deux nœuds	97
Figure 2.4 Schéma de différents degrés d'internalisation (d'après Saguan [2007]).....	99
Figure 2.5 Allocation de droit explicite d'usage du réseau.....	100
Figure 2.6 Gestion des flux électriques sur plusieurs zones de responsabilité	102
Figure 2.7 Congestion et pouvoir de marché local à l hausse ou à la baisse.....	107
Figure 2.8 Rente de congestion et économie d'échelle des lignes électriques	112
Figure 2.9 Distinction entre lignes de raccordement et le cœur du réseau.....	123
Figure 2.10 Système initial.....	123
Figure 2.11 Investissement réseau suite au nouveau raccordement.....	123
Figure 2.12 Flux et puissances suite au nouveau raccordement	124
Figure 2.13 Méthode d'allocation "generation-only spur"	124
Figure 2.14 Tarif de raccordement <i>shallow cost</i>	125
Figure 2.15 Ligne 1-2' que le producteur S2 doit payer dans le cadre du <i>shallow cost</i>	126
Figure 2.16 Méthode d'allocation "deep cost"	127
Figure 2.17 Lignes 1-2' et 2-4' que le producteur S2 doit payer dans le cadre du <i>deep cost</i> .	127
Figure 2.18 Injection au noeud 1, noeud bilan au noeud 4	129
Figure 2.19 Situation de référence pour le calcul du tarif (page 123).....	129
Figure 2.20 Domaine du producteur O.....	134
Figure 2.21 Domaine des producteurs S et S2	134
Figure 2.22 <i>Sharing principle</i>	134
Figure 2.23 Domaine du producteur O.....	135
Figure 2.24 Domaine des producteurs S et S2	135
Figure 2.25 Part des producteurs dans l'utilisation des lignes	136
Figure 3.1 Évolution et tendances des pertes sur le réseau THT de PJM vis-à-vis de la production de Juin 2000 à Décembre 2001 (Propres calculs d'après données de PJM).....	180
Figure 3.2 Évolution et tendances des pertes sur le réseau THT de PJM vis-à-vis de la production de Janvier 2002 à Avril 2004 (Propres calculs d'après données de PJM).....	181
Figure 3.3 Évolution de la rente de congestion sur la zone de PJM par rapport à la consommation d'énergie de 1999 à 2004 (Rossignoli <i>et al.</i> [2005])	184
Figure 3.4 Évolution du coût de redispatching sur le réseau de NGC Source : Rossignoli <i>et al.</i> [2005]	193
Figure 3.5 Pertes sur le réseau de NGC et tendance (Joskow [2006c])	194
Figure 3.6 Dispositions de nouvelles capacités cumulées depuis 1990 Propres calculs – d'après les données de NGC [2004b].....	196

Figure 3.7 Coûts contrôlables de NGC en millions de £ (Source : Martin [2005])	198
Figure 3.8 Investissements de NGC par an (en prix de 2002-2003) (Joskow [2006b]).....	198
Figure 3.9 Pertes sur le réseau de RTE et tendance Propre calcul d'après les données du site www.rte-france.com.....	206
Figure 3.10 Evolution du Coût de Transport du kWh sur la période 2000-2004(CTK) (RTE [2005b]).....	213
Figure 3.11 Diagramme déterminant l'allocation du coût du réseau dans le cadre d'un raccordement sur le système français.....	219
Figure 4.1 Définition de $CS(d)$ et $CR(d)$	244
Figure 4.2 Illustration et expression du coût évité par le renforcement du réseau en fonction de $CS(10)$ et $CR(0)$	245
Figure 4.3 Enchaînement des investissements et coûts de congestion associés Cas d'un GRT réactif.....	246
Figure 4.4 Enchaînement des investissements et coût de congestion associé Cas d'un GRT proactif	248
Figure 4.5 Système de test avec raccordement d'un CCG.....	251
Figure 4.6 Probabilité « limite » de raccordement au-delà de laquelle le GRT doit être proactif en fonction de la différence de dynamique temporelle d entre les investissements réseau et un CCG.....	252
Figure 4.7 Combinaisons des paramètres α , d et p qui marquent la limite d'efficacité du GRT proactif pour le raccordement d'un CCG	253
Figure 4.8 Réseau de test avec raccordement de fermes éoliennes.....	254
Figure 4.9 Probabilité « limite » de raccordement au-delà de laquelle le GRT doit être proactif en fonction de l'écart de dynamique entre les investissements réseau et une ferme éolienne.....	256
Figure 4.10 Combinaisons des paramètres α , d et p qui marque la limite d'efficacité du GRT proactif pour le raccordement d'une ferme éolienne	256
Figure 4.11 Système modélisé	262
Figure 4.12 Monotone de consommation à l'année 1 (2% d'augmentation annuelle pour tous les points horaires)	263
Figure 4.13 Représentation schématique du modèle.....	265
Figure 4.14 Front de Pareto d'une double minimisation	275
Figure 4.15 Séquence optimale d'investissement en production	277
Figure 4.16 Équilibres du problème d'investissement dans un système libéralisé sans signal de localisation.....	279
Figure 4.17 Équilibres du problème d'investissement dans un système dérégulé, sans tarif. Comparaison des équilibres avec redispatching et avec pricing nodal	281
Figure 4.18 Équilibres du problème d'investissement dans un système dérégulé avec redispatching, sans tarif, capacité initiale de transport = 2550 MW	282

Figure 4.19 Impact du tarif d'accès avec participation moyenne sur la coordination des investissements réseau et production, avec un amortissement des coûts du réseau sur quarante ans.....	284
Figure 4.20 Impact de la durée d'amortissement des investissements réseau sur l'effet incitatif du tarif avec participation moyenne pour la coordination entre les investissements en production et ceux en réseau	286
Figure 4.21 Effet conjugué du pricing nodal et du tarif de réseau sur la coordination à long terme entre la production et le transport d'électricité, capacité initiale de transport = 2550 MW.....	289

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 1.1 Coût marginal et coût d'investissement de production Sources : DGEMP [2003], IGF-CGM [2004], RAE [2004].....	23
Tableau 1.2 Flexibilité en termes de localisation des différents moyens de production.....	25
Tableau 1.3 Délai de réalisation d'une unité de production suivant sa technologie Sources : RAE [2004], DGEMP [2003].....	26
Tableau 1.4 PTDFs.....	37
Tableau 1.5 Caractéristiques du système électrique.....	46
Tableau 2.1 Programme d'optimisation et conditions d'optimalité du planificateur bienveillant	75
Tableau 2.2 Programme d'optimisation et conditions d'optimalité d'un marché concurrentiel	76
Tableau 2.3 Méthodes de conduite du système classées par niveau d'internalisation des externalités et par niveau de socialisation du coût de la conduite du système.....	105
Tableau 2.4 Niveau de tension de référence pour la définition du périmètre <i>shallow cost</i> ...	125
Tableau 2.5 Tarif d'utilisation du réseau de chaque nœud en km	129
Tableau 2.6 Tarifs en €/kW pour un coût marginal de long terme du réseau de 15,65 €/MW.km correspondant à un amortissement du réseau sur quarante-cinq ans	130
Tableau 2.7 Tarifs en €/kW pour un coût marginal de long terme du réseau de 19,19 €/MW.km correspondant à un amortissement du réseau sur vingt ans.....	131
Tableau 2.8 Parts du coût du réseau couverte et non couverte par le tarif marginal.....	131
Tableau 2.9 Influence de la part payée par le producteur sur l'effet incitatif du tarif avec participation moyenne	137
Tableau 2.10 Influence de la durée d'amortissement sur l'effet incitatif du tarif avec participation moyenne	138
Tableau 2.11 Méthodes d'allocation des coûts du réseau classées suivant la répartition entre tarif de raccordement et tarif d'utilisation du réseau et suivant la façon d'internaliser les congestions.....	139
Tableau 2.12 Étude des principaux types de tarifs de réseau.....	147
Tableau 3.1 Caractéristiques des degrés de séparation entre le GRT et la production	157
Tableau 3.2 Caractéristiques des GRT lourds et light.....	159
Tableau 3.3 Régulation suivant le GRT est light ou lourd.....	160
Tableau 3.4 Complémentarité institutionnelle entre la gouvernance du réseau et la conduite du système	167
Tableau 3.5 Complémentarité institutionnelle entre la gouvernance du réseau et le module d'incitation à la localisation à long terme	169

Tableau 3.6 Complémentarité institutionnelle entre la gouvernance du réseau et le module de conduite du système imposée par les effets redistributifs	172
Tableau 3.7 Complémentarité institutionnelle entre la gouvernance du réseau et le module d'incitation à la localisation à long terme imposée par les effets redistributifs	173
Tableau 3.8 Complémentarité institutionnelle entre la structure de gouvernance des GRT et le module de conduite du système	175
Tableau 3.9 Évolution de la rente de congestion sur la zone de PJM de 1999 à 2004 Source : PJM [2005].....	184
Tableau 3.10 Comparaison de PJM au GRT idéal	185
Tableau 3.11 Complémentarités institutionnelles du système de PJM	191
Tableau 3.12 Comparaison de NGC au GRT idéal.....	199
Tableau 3.13 Complémentarités institutionnelles du système de NGC	203
Tableau 3.14 Comparaison de RTE au GRT idéal.....	213
Tableau 3.15 Complémentarités institutionnelles de RTE.....	221
Tableau 4.1 Délai de réalisation d'une unité de production suivant sa technologie Sources : RAE [2004], DGEMP [2003].....	229
Tableau 4.2 Éléments de coûts du GRT réactif.....	247
Tableau 4.3 Éléments de coûts du GRT proactif.....	249
Tableau 4.4 Comparaison des éléments de coûts des GRT proactif et réactif.....	249
Tableau 4.5 Fonction de distribution du producteur éolien	255
Tableau 4.6 Combinaisons de signaux de localisation étudiées.....	276