

Comparaison de deux gestionnaires de réseau de transport électrique : PJM et NGC Qui est la Cigale ? Qui est la Fourmi ?

Vincent Rious*

PJM et NGC sont des modèles éprouvés et reconnus dans leur genre qu'il est intéressant de confronter pour initier une comparaison des gestions américaine et européenne du réseau de transport électrique. PJM est reconnu pour avoir l'un des systèmes de tarification des congestions le plus abouti techniquement et économiquement parlant alors que les congestions croissent en quantité et en coût, témoignage d'un manque de coordination dans le développement et la régulation du réseau. Au contraire, la gestion des congestions utilisée par NGC est réputée être frustrée et manipulable. Pourtant, NGC a réussi à faire décroître ces coûts de redispatching tout en accordant son développement à la politique de restriction budgétaire imposée par son régulateur OFGEM. Cette comparaison est l'occasion d'exposer les déterminants de ces paradoxes.

Introduction

PJM et NGC sont deux systèmes de gestion du transport d'électricité diamétralement opposés dans le bestiaire des gestionnaires de réseau. Ils représentent une gestion des réseaux de transport que l'on pourrait qualifier de respectivement « à l'Américaine » et « à l'Européenne ». Il est intéressant de les comparer sur les éléments de gestion qui constituent leurs rôles afin de faire ressortir leurs caractéristiques.

Notre étude se concentre sur les éléments du système électrique qui sont attribuables à l'activité de transport de l'électricité. La problématique générale de l'équilibre de l'offre et de la demande est exclue de notre étude pour se limiter à la seule gestion des flux sur l'ensemble des horizons temporels. La première entrée de notre grille d'analyse se découpe comme suit : dans un premier temps, la gestion de court terme du réseau c'est-à-dire la gestion des flux et des pertes et les mécanismes financiers associés ; dans un deuxième temps la gestion du réseau de moyen et de long terme c'est-à-dire le développement du réseau, sa maintenance influencée par la forme organisationnelle du gestionnaire de réseau et la régulation de la gestion des flux et de la propriété du réseau ; enfin la problématique de la coordination entre le réseau de transport et son environnement extérieur sous l'angle de la localisation efficace des acteurs (producteurs notamment) d'une part, et sous l'angle de l'interaction avec les réseaux électriques limitrophes d'autre part.

* Groupe Réseaux Jean Monnet – Centre de Recherche ADIS – Université Paris XI, Département Energie – Supélec, Département Méthodes et Appui – RTE, vincent.rious@laposte.net
RTE n'est nullement responsable des opinions exprimées.

La comparaison s'effectue grâce au découpage suivant : tout d'abord nous questionnons les fondements théoriques des deux systèmes, puis nous voyons dans la pratique les résultats obtenus depuis le début du processus de dérégulation sur ces deux systèmes. Nous aboutissons finalement à la grille d'analyse suivante :

	Angles d'approche Fonctions de la gestion du réseau de transport	Fondements théoriques	Résultats pratiques
Gestion à court terme	Gestion des congestions		
	Gestion des pertes		
Gestion à long terme	Développement, maintenance et opération		
	Régulation et gouvernance		
Interaction avec l'extérieur	Interaction avec la localisation des acteurs		
	Coordination du GRT avec ses voisins		

Tableau 1 Grille d'analyse de la gestion du réseau de transport électrique pour la comparaison des systèmes de PJM et de NGC

En prélude à l'utilisation de cette grille d'analyse, nous rappellerons le contexte dans lequel se sont formés ces deux gestionnaires de réseau (section I). Les deux parties suivantes seront consacrées respectivement aux fondements théoriques des deux systèmes (section II) et à leurs résultats pratiques (section III) en reprenant à chaque fois les fonctions de la gestion du réseau de transport auxquelles nous nous limitons, pour finalement conclure sur l'efficacité respective et comparée des systèmes de gestion du réseau électrique mis en place par NGC et par PJM (section IV).

I. Réformes électriques et statuts des gestionnaires de réseau

Les systèmes de gestion du transport des zones de contrôle de NGC et de PJM se sont constitués dans deux contextes fondamentalement différents.

Dès 1990, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité de l'Angleterre et du Pays de Galles, NGC, a émergé d'une volonté de restructuration profonde du système électrique anglais avec une dé-intégration verticale complète et une indépendance totale du réseau de transport électrique vis-à-vis des autres activités du marché électrique. En 1990, NGC avait, outre la responsabilité du réseau, un rôle d'opérateur du marché (UK Pool) que le NETA lui a fait abandonner pour mieux recentrer son activité sur les fondamentaux d'équilibrage de court terme (gestion des flux et équilibre offre – demande proche du temps réel) et de développement de l'infrastructure. Au terme de cette évolution, NGC est devenue une

entreprise privée indépendante qui détient, maintient, planifie et gère le réseau anglo-gallois^{1,2} à court, moyen et long terme avec comme but la maximisation de son profit dans un cadre régulé.

L'émergence de PJM est plus ancienne et s'est effectuée dans un contexte plus complexe. Les Etats-Unis n'ont pas vécu de nationalisation de l'activité électrique et la création de monopoles nationaux comme en Europe. Aussi les activités de production et de transport électrique sont restées du domaine privé. Dans les 1920-1930, certaines *utilities* (entités intégrant production, transport et distribution d'électricité) des états de Pennsylvanie, New Jersey et Maryland ont vu un intérêt à mutualiser leurs moyens de production au sein d'un pool associatif commun PJM *Interconnection Association*. Aux Etats-Unis, à partir de la fin des années 70, les réformateurs de l'activité électrique souhaitaient créer des zones de marché étendues donc *a priori* liquides et permettre un accès non discriminatoire des tiers (*Third Party Access*) aux réseaux des *utilities*. Ils se sont trouvés confrontés à la réticence des *utilities* à dé-intégrer leurs activités (notamment de transport et de production) et à la balkanisation de la propriété du réseau et de la régulation des activités de réseau (initialement au main des PUC, *Public Utilities Commission*, les régulateurs régionaux). Un compromis est trouvé avec le concept d'*Independent System Operator* (ISO) décliné par la suite (2001) en *Regional Transmission Organization* (RTO). L'activité d'opérateur de marché est ici au cœur du rôle du gestionnaire de réseau. La conséquence en est une volonté d'extension de la « zone de contrôle-marché » afin d'en accroître la liquidité comme en témoignent les différentes phases d'intégration de nouvelles *utilities* au sein du système PJM³. PJM⁴ gère actuellement le réseau de transport de 17 *utilities* réparties sur 14 états (donc 14 PUC). Finalement, PJM est un opérateur de marché – gestionnaire de réseau qui ne détient, ni ne maintient le réseau ; son champ de compétence se limite à la seule gestion des flux du temps réel à la planification (partielle) du réseau. Bien que PJM soit maintenant une société à but lucratif (*Limited Liability Company*), elle s'impose comme contrainte budgétaire d'avoir un bénéfice nul en fin d'exercice.

¹ Nous limitons notre analyse avant l'extension du marché anglo-gallois à l'ensemble de la Grande-Bretagne, avec la mise en place du BETTA.

² Le réseau de NGC en quelques chiffres : consommation à la pointe de 55,3GW, capacité de production installée de 68GW, réseau géré (400 et 225 kV) long de 15000 km, environs 340 postes de transformation.

³ Création de PJM en 1927, intégration de nouvelles *utilities* en 1956, 1965, 1981, puis nouvelle phase d'intégration entre 2002 et 2005 avec le doublement de la puissance consommée et produite à la pointe.

⁴ Le réseau de PJM en quelques chiffres : consommation à la pointe de 131GW, capacité de production installée de 163GW, réseau géré (de 765 à 69 kV) long 90000 km, plus de 6000 nœuds.

Ces quelques éléments permettent de constater que bien que cherchant à réaliser la même fonction globale de gestion du transport de l'électricité et de l'adéquation entre la capacité de transport et la répartition géographique de la production et de consommation, les moyens envisagés de part et d'autre de l'Atlantique sont fort différentes tant dans leurs implémentations initiales que dans leurs résultats.

II. Comparaison des fondements théoriques des deux systèmes

La comparaison des fondements théoriques des deux systèmes de gestion du transport que sont PJM et NGC permet de rappeler les différents éléments qui constituent les modes de gestion physique et financière des flux électriques de court à long terme. A cet effet, nous suivrons la grille d'analyse présentée en introduction (cf. Tableau 1 Grille d'analyse de la gestion du réseau de transport électrique pour la comparaison des systèmes de PJM et de NGC).

A. Gestion financière des congestions

1. Zone de contrôle de PJM

L'ensemble des mécanismes mis en place par PJM pour la gestion opérationnelle des congestions a trois rôles :

- envoyer des signaux de court terme à l'opérateur du réseau et aux acteurs pour la gestion du réseau en J-1 et en temps réel via les prix nodaux,
- définir des outils de couverture financière contre la volatilité des coûts de congestion via les *Financial Transmission Rights* (FTR),
- redistribuer la rente de congestion aux utilisateurs du réseau et aux *Merchant Transmission Owners* via les *Auction Revenue Rights* (ARR).

PJM gère les flux sur sa zone de contrôle en imputant aux responsables des congestions le coût de transport de court terme associé à leur transaction en réalisant un pricing nodal de l'électricité⁵. A cause de la différence d'influençement entre les injections nettes aux différents nœuds du réseau sur la ligne contrainte (loi physique de Kirchhoff), les prix aux nœuds sont généralement différents.

Cependant ce mode de gestion des flux a pour conséquence d'induire une volatilité du coût de transport de l'électricité. Afin de réduire ce risque financier notamment pour les transactions bilatérales, il est intéressant de développer en parallèle du marché nodal d'énergie un système de couverture contre les coûts de congestion. Pour cela, PJM [2004a] a mis en place des FTR,

⁵ Le pricing nodal consiste non seulement à déterminer un prix de l'énergie mais aussi un prix de la capacité de transport lorsque cette dernière est un service rare, en cas de congestion ou problème de tenue de tension par exemple (Hogan [1992]). Dans le cas de PJM, l'algorithme ne prend en compte que les congestions.

Financial Transmission Rights. Ce sont des droits financiers obtenus par enchères qui permettent à leur détenteur de récupérer la rente due à la congestion d'une ligne sur la base de la différence des prix nodaux entre les points d'injection et de soutirage déduits du marché J-1 de l'énergie.

La rente obtenue à la suite de ces enchères est distribuée sur la base d'ARR, *Auction Revenue*

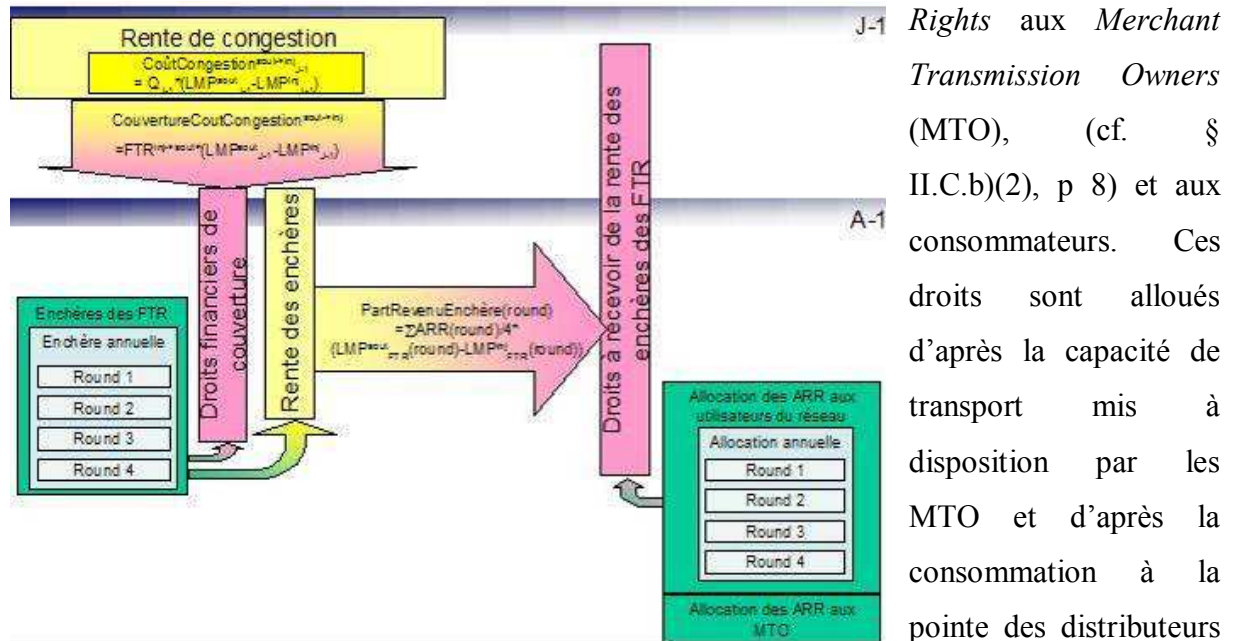


Figure 1 Représentation schématique du système financier de couverture des congestions, d'allocation de la rente de congestion et d'allocation de la rente des enchères des FTR

Rights aux Merchant Transmission Owners (MTO), (cf. § II.C.b)(2), p 8) et aux consommateurs. Ces droits sont alloués d'après la capacité de transport mis à disposition par les MTO et d'après la consommation à la pointe des distributeurs et des grands consommateurs.

Ce système est défini d'une part afin d'internaliser les externalités du réseau en affichant le coût de ces externalités, d'autre part afin de laisser au marché autant que possible la décision d'investissement réseau (cf. § II.C - Développement et maintenance de l'infrastructure de transport et responsabilité du gestionnaire de réseau, p 7). Par ailleurs, le reversement de la rente de congestion (déduite du marché J-1 et / ou des FTR) aux consommateurs permet d'assurer une transition en douceur du *statu quo* où les *utilities* ne paient pas pour les coûts de congestion vers un état où la rente de congestion sert à financer le développement du réseau via une modulation du tarif.

2. Zone de contrôle de NGC

Sur la zone de contrôle de NGC, les congestions sont gérées suivant le principe du redispatching. Dans un premier temps, les acteurs réalisent un self-dispatching⁶ sans avoir

⁶ Les acteurs choisissent eux-mêmes les centrales qui vont fonctionner suivant les contrats auxquels ils sont soumis (transactions bilatérales, achats ou ventes sur une bourse de l'énergie).

aucune connaissance *a priori*⁷ des capacités de transport du réseau. Si NGC constate l'apparition de congestions sur le réseau, NGC réalise un redispatching qui consiste à appeler les centrales hors préséance économique minimisant le coût de congestion.

Au niveau financier, ce système est transparent pour la majorité des acteurs. Le surcoût induit par le redispatching⁸ est à la charge du GRT à court terme et n'interfère pas avec les transactions des acteurs. A long terme, il est reporté sur les consommateurs et les producteurs grâce au tarif pour l'équilibrage du réseau BSUoN (*Balancing Service Use of the Network*).

Le coût de redispatching est mutualisé géographiquement mais pas temporellement. Ce coût est calculé demi-heure par demi-heure et réparti au prorata de la production nette sur l'ensemble des acteurs participant pour la demi-heure considérée.

Ce mode de gestion des congestions laisse sous-entendre que la surcharge de certaines parties du réseau tient plus à une forte demande à la pointe qu'à un comportement particulier de certains acteurs qui génèrent des transactions en inadéquation avec la capacité du réseau. Au contraire, avec un tel design, on pourrait s'attendre dans la pratique à un abus de certains acteurs de cette règle en faisant du *Inc-Dec game* : réaliser une transaction afin de créer une congestion et proposer une offre d'ajustement à un prix élevé pour lever cette congestion, ce coût étant mutualisé. La tarification nodale limite en principe ce genre de comportement (Harvey et Hogan [2000]).

Une adaptation pragmatique du redispatching pour palier à cet effet « contre-incitatif » auprès des producteurs consiste à laisser la possibilité au gestionnaire de réseau de faire un arbitrage entre les différents modes d'approvisionnement qu'il a à sa disposition. Dans le but de réduire les coûts d'équilibrage du système, NGC [2004c] a la possibilité de faire un arbitrage entre les différents moyens à sa disposition : les offres d'ajustement, les bourses d'énergie (UKPX et UKAPX) et la contractualisation amont (bilatérale entre les acteurs et NGC).

Nous verrons plus loin que l'arbitrage entre les activités de gestion des flux et le placement des opérations de maintenance est un outil supplémentaire pour la réduction des coûts globaux du système (cf. § II.C.2.a) - Maintenance et opération du réseau, p 9).

⁷ Mais *a posteriori*, les acteurs ont des connaissances empiriques approximatives sur les situations de congestion vécues dans le passé.

⁸ Les centrales appelées spécifiquement pour le redispatching sont rémunérées à leur prix d'offre si elles se sont offertes sur le mécanisme d'ajustement ou suivant les conditions spécifiques liant le producteur et NGC dans le cadre d'une contractualisation bilatérale de court ou de moyen terme.

B. Gestion physique et financière des pertes

1. Zone de contrôle de PJM

Sur la zone de contrôle de PJM [2004c], l'achat des pertes est laissé aux acteurs sur la base d'un coefficient de pertes unique⁹. Les pertes peuvent être payées cash ou en nature. Suivant l'option envisagée, la différenciation géographique est faible voire nulle et a pour effet d'envoyer peu de signaux à destination des acteurs sur les conséquences de leur transaction sur la bonne utilisation du réseau. A terme les pertes doivent être incluses dans le logiciel de calcul de prix nodaux de PJM ([2004e] et [2004f]). Pour le RTO PJM, l'incitation à réduire les pertes est inexistante.

2. Zone de contrôle de NGC

Sur la zone de contrôle de NGC, l'achat des pertes est laissé aux acteurs sur la base d'un coefficient de pertes unique sur l'ensemble du réseau anglo-gallois¹⁰ (Elexon [2004]). Ce coefficient est publié *ex ante* pour l'ensemble de l'année. Le calcul d'un coefficient *ex ante* nécessite un équilibrage financier *ex post*. Cet équilibrage financier se fait via la pénalisation des acteurs dans le cadre du mécanisme de règlement des écarts après répartition des pertes au prorata de la puissance nette avec une répartition 45:55 entre production et consommation.

Le gestionnaire de réseau NGC est par ailleurs incité à diminuer autant que possible les pertes sur le réseau au travers du système de régulation du tarif pour les services d'équilibrage du réseau (cf. § II.D - Propriété et gestion du réseau, gouvernance et régulation : pourquoi faire simple ..., p 10). Dans la pratique, la réduction des pertes se fait principalement en jouant sur le plan de tension et sur la topologie du réseau.

Ce système transfère tout le risque financier lié à l'achat des pertes sur les acteurs. En effet, les acteurs doivent faire face au risque en quantité lié au déséquilibre de leurs transactions et à la volatilité intrinsèque des pertes.

C. Développement et maintenance de l'infrastructure de transport et responsabilité du gestionnaire de réseau

1. Zone de contrôle de PJM

La dé-intégration verticale entre la gestion et la propriété du transport et un morcellement de la propriété sur le système de PJM nécessitent une coordination explicite entre la gestion et la

⁹ 2.5% en heures creuses, 3% en heures pleines. Les heures creuses et pleines sont définies par la NERC.

¹⁰ Disponible sur le site d'Elexon, société filiale de NGC en charge de la gestion de l'équilibre de court terme du système électrique.

propriété du réseau de transport. Aussi, nous verrons les moyens mis en place par PJM pour assurer une maintenance et un développement cohérent du réseau.

a) Opération de maintenance

Sur sa zone de contrôle, PJM [2004d] a autorité sur la coordination des déconnexions programmées des éléments du réseau pour des opérations de maintenance. En effet, PJM reçoit des demandes pour autorisation de déconnexions programmées qui sont approuvées sous contraintes des standards de sécurité. PJM peut ainsi modifier la programmation des déconnexions pour résoudre des conflits entre plusieurs demandes ou pour satisfaire les contraintes de sécurité.

Afin de permettre une adaptation des acteurs à ces modifications du réseau, la programmation finale des déconnexions pour maintenance est publiée. Néanmoins, on notera l'absence d'optimisation économique explicite dans le placement de la maintenance des réseaux.

b) Développement du réseau

La planification du réseau de la zone de contrôle de PJM [2004b] est relativement complexe. Ce sont toujours (ou presque) les *utilities* qui réalisent les investissements. Cependant, suivant les cas, la décision peut être prise soit par PJM dans le cadre du marché (*unbundling* partiel) soit par les *utilities* pour les besoins de leur clientèle captive (*bundled*).

PJM utilise de multiples critères pour justifier d'un investissement réseau :

- dans le cas du raccordement d'un producteur ou d'un MTO,
 - identification de contraintes et réduction de la fiabilité et de la sûreté du réseau,
 - demande de qualification de délivrabilité (*deliverability*) pour pouvoir participer au marché de capacité de production,
- dans le cas de la croissance localisée de la consommation ou de la fermeture d'une unité de production, avec réduction de la fiabilité du réseau (critère de fiabilité MAAC, MAIN, ECAR¹¹),
 - identification de congestions « incouvables » (*unhedgeable congestions*, voir ci-après).

(1) *Rôle de PJM dans la planification du réseau*

PJM a la responsabilité de coordonner les évolutions du transport et de la production avec la croissance de la demande, d'étudier les demandes de raccordement. Il est notamment de son ressort de définir des solutions pour résoudre des congestions structurelles (« incouvables ») dans le cas où les produits financiers (FTR) et plus généralement le marché ne permettraient pas de fournir de solutions pour résoudre ces congestions dans un temps raisonnable.

(2) *Merchant Transmission Owners*

Dans le système sous le contrôle de PJM [2004g], le réseau peut être développé non seulement par les *Transmission Owners* (intégrés aux *utilities*) mais aussi par des *Merchant*

¹¹ Sous-régions de la NERC, *North American Electricity Reliability Council*

Transmission Owners (MTO) aussi appelés *Merchant Transmission Investors*. Ces derniers sont de nouveaux entrants dans le marché du transport. Ils ont la possibilité de développer des actifs de réseau en continu, alternatif ou alternatif à flux contrôlable (FACTS, Transformateurs déphaseurs, etc...) dans le but de récupérer une rente de congestion disponible sous différentes formes : énergie¹², capacité de production sur le *capacity market*¹³, et/ou capacité de transport¹⁴.

(3) Développement du réseau pour cause de congestion structurelle

Dans le cadre du marché nodal, PJM ([2004b] et [2004h]) définit des congestions « incouvrables » (*unhedgeable congestion*) comme étant des congestions qui ne peuvent être couvertes par le système de FTR. Le marché de FTR ne pouvant permettre de couvrir ces congestions, PJM initie une recherche des causes qui génèrent cette congestion et déclenche une étude de réseau et une analyse coût – bénéfice à partir de certains seuils de coûts de ces congestions. Après publication des besoins en investissement dans le RTEP (*Regional Transmission Electrical Plan*), PJM attend un an (*Market Window*) une réponse du marché pour le développement réseau nécessaire.

Dans le cas où aucun *Merchant Transmission Investor* n'aurait fourni de solution acceptable, PJM doit définir la solution optimale afin de résoudre cette congestion et allouer aux *Transmission Owners* géographiquement *ad hoc* la responsabilité de construire, détenir ou financer l'infrastructure nécessaire. Sous ces conditions, les *Transmission Owners* correspondant recouvrent les coûts encourus plus une rétribution pour retour sur investissement « raisonnable » pour leur rôle de développeur de réseau de dernier recours.

2. Zone de contrôle de NGC

NGC résulte de l'intégration de fait de la gestion et de la propriété du réseau de transport anglo-gallois. La coordination entre la gestion (SO pour *System Operator*) et le développement de l'infrastructure (TO pour *Transmission Owner*) est implicitement assurée même si ces deux activités sont clairement séparées notamment vis-à-vis du régulateur et des incitations auxquelles NGC est soumis.

a) Maintenance et opération du réseau

NGC [2004c] effectue un arbitrage entre ces deux activités (TO et SO). Afin de minimiser les coûts globaux du système (coûts de redispatching + coût d'opération et de maintenance du réseau), NGC gère les congestions de manière prévisionnelle tout au long de l'année.

¹² Droits d'injection et / ou de soutirage pour *Transmission Injection / Withdrawal Rights*.

¹³ Droits à jouer sur le marché de capacité pour *Incremental Deliverability Rights*.

¹⁴ *Auction Revenue Rights* et droits au revenu sur les interconnexions pour *ATC Revenue Rights*.

A partir d'un planning prévisionnel d'arrêt des groupes de production, NGC place les opérations de maintenance ou de développement du réseau afin de minimiser ces coûts à partir des moyens à disposition (contractualisation amont si nécessaire) sous contraintes d'une analyse de sécurité sur l'ensemble de la période.

A mesure que l'on se rapproche du temps réel, la disponibilité des groupes (production et consommation) est réévaluée, la sécurité analysée de nouveau et les coûts de redispatching ré-estimés (bien sûr toujours minimisés).

b) Développement du réseau

Sur la zone de contrôle couvrant l'Angleterre et le Pays de Galles, NGC est développeur unique du réseau. En simplifiant à l'extrême, sur la zone de contrôle de NGC, la planification du réseau se fait en anticipant les congestions et les problèmes de fiabilité associés dus à l'évolution du parc de production.

OFGEM [2004b] reste relativement vague sur la justification économique des investissements qui s'appuie sur un arbitrage entre le coût de l'énergie non distribuée, le coût de la gestion du système et le coût de l'investissement pour le développement de l'infrastructure. Malgré cela, on imagine assez mal que le développement du réseau se fasse sans prendre en compte un tel arbitrage.

D. Propriété et gestion du réseau, gouvernance et régulation : pourquoi faire simple ...

1. Zone de contrôle de NGC

Comme nous l'avons précédemment mentionné, OFGEM le régulateur anglais, incite et régule séparément NGC sur les activités de propriété et de gestion du réseau de transport.

Pour ce qui est de la régulation de la propriété du réseau, OFGEM [2001] se base sur une régulation incitative de type RPI-X pour réduire les coûts d'investissement (Capex pour *Capital Expenditure*), d'exploitation et de maintenance du réseau (Opex pour *Operation Expenditure*). Tout le doigté et l'expertise du régulateur pour un tel mécanisme incitatif reposent dans le juste calcul du facteur d'efficacité X. Par ailleurs, OFGEM permet la rémunération de NGC (Revenu Maximum Autorisé, *Maximum Allowed Revenue* ou MAR) pour le développement de son infrastructure sur la base de la valeur de ses actifs régulés (RAB pour *Regulated Asset Base*) grâce au calcul d'un retour sur investissement (WACC pour *Weighted Average Cost of Capital*).

La régulation des services d'équilibrage se fait selon le principe du partage des performances entre le gestionnaire et les utilisateurs du réseau compte tenu du caractère erratique liant résultats et efforts du gestionnaire pour cette activité. Ainsi, tous les ans, OFGEM [2004a] fixe à NGC un objectif annuel pour les coûts d'équilibrage ; si NGC fait mieux que cet objectif, NGC reçoit une partie de cette réduction des coûts comme bénéfice, dans le cas contraire, le mauvais résultat de NGC passe en partie comme une perte financière dans ses résultats comptables.

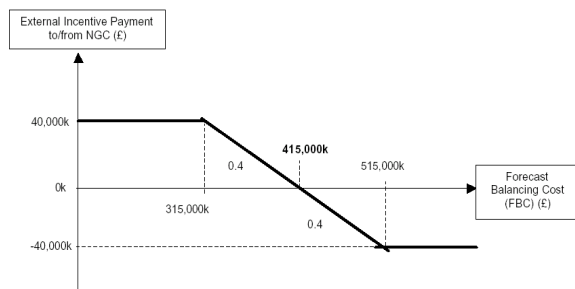


Figure 2 Mécanisme incitatif externe¹⁵ 2004-2005 de NGC [2004b]

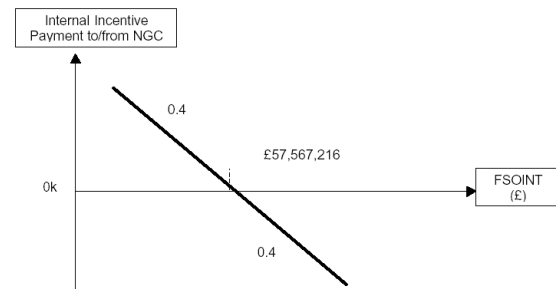


Figure 3 Mécanisme incitatif interne 2004-2005 de NGC [2004b]

Le fait de fixer un maximum et un minimum pour le gain que NGC peut retirer du mécanisme incitatif externe permet de limiter le risque d'une surestimation du coût des services d'équilibrage *ex ante* (calcul effectué par NGC lui-même) et le risque financier pour NGC en cas de fort dépassement conjoncturel des coûts objectif.

Ces mécanismes incitatifs¹⁶ (gestion et propriété du réseau) complètent le mode de gouvernance de NGC. Depuis 1990, NGC est un transporteur indépendant des producteurs et depuis 1995, NGC est une entreprise privée. Ces caractéristiques de la gouvernance de NGC ont deux avantages : premièrement, NGC n'a à répondre à aucune exigence stratégique de la part de producteurs, deuxièmement, le mode de fonctionnement de NGC basé sur le profit permet de contrôler de façon exogène son activité par des mécanismes de régulation *a priori* appropriés en vue d'une maximisation du surplus social.

2. Zone de contrôle de PJM

La régulation aux Etats-Unis se caractérise par une complexité certaine. De nombreux acteurs agissent sur des niveaux différents (par Etats, régional, fédéral) avec une faible coordination (Glachant [2004], Joskow [2005a] et [2005b]).

¹⁵ Le mécanisme incitatif interne est lié à l'activité de NGC pour l'équilibrage du réseau. Le mécanisme incitatif externe concerne les coûts que supportent NGC pour l'achat de l'énergie et de la puissance nécessaires à l'équilibrage général du système.

¹⁶ Attention toutefois, les objectifs sont fixés par OFGEM dans un contexte d'information imparfaite (fournie par NGC). De fait, la régulation RPI-X n'est pas tant éloignée d'une régulation *cost-of-service* (Joskow [2005]).

a) Entités régulées, conseils en sécurité et fiabilité et régulateurs sur le marché électrique aux Etats-Unis

Afin de comprendre la régulation du secteur électrique aux Etats-Unis, nous recensons l'ensemble des acteurs de cette régulation et rappelons leurs rôles.

(1) *Les Utilities*

Aux Etats-Unis, les réseaux électriques et la production d'électricité, intégrés au sein des *utilities*, se sont d'abord développés là où la demande était la plus forte, près des grands centres de consommation pour s'étendre progressivement vers les zones où la densité de population et d'industrie était plus faible. De fait, la propriété des réseaux est fortement localisée et balkanisée. Ainsi sur l'ensemble des Etats-Unis, on arrive au chiffre (astronomique) de 120 *utilities*, comparé à la petite trentaine d'entreprises électriques intégrées en Europe pour une population desservie plus nombreuse dans le cas européen.

(2) *Les Public Utility Commissions (PUC)*

La régulation des *utilities* s'effectue en premier lieu état par état grâce aux *Public Utilities Commissions*. De fait, l'uniformisation de la politique électrique aux Etats-Unis n'est pas chose facile surtout quand les Etats ne sont pas tous d'accord sur la désirabilité de la dérégulation du secteur électrique.

Les PUC ont la responsabilité de fixer un *revenue cap* au tarif pour la partie intégrée (*bundled*) de l'activité des *utilities*, c'est-à-dire pour la part des consommateurs qui font appel à l'ensemble de la chaîne de production électrique intégrée au sein d'une seule *utility*, sur le principe du *cost-of-service*. Il est à noter qu'entre les états cette régulation n'est pas nécessairement homogène.

(3) *La FERC*

L'Etat fédéral encourage une politique de volontariat soutenue par le régulateur fédéral (la FERC, *Federal Regulatory Energy Commission* avec le soutien du *Department of Energy*) pour la dérégulation du système électrique.

Depuis le *Federal Power Act* de 1935, la juridiction de la FERC couvre les prix et les conditions des services de transport interrégionaux. Son autorité se limite donc à l'accès des tiers aux réseaux des *utilities* (*unbundling* partielle de la chaîne de production électrique) et à la constitution de marchés interrégionaux mais ne s'applique pas. Aussi, la FERC n'a aucun rôle dans la planification du réseau, les licences des actifs de transport, l'évaluation du coût ou de la pertinence des actifs de réseau détenus et gérés par ces entités intégrées.

(4) *La NERC*

La fiabilité du réseau se maintient grâce aux conseils et aux études fournis par la NERC (*North American Electricity Reliability Council*) et suivis encore une fois sur la base du volontariat sous la contrainte du *good utility practice* imposé par les régulateurs régionaux et

fédéraux aux propriétaires et gestionnaires de réseau.

(5) *Les ISO et RTO*

Les ISO (*Independent System Operator*) et les RTO (*Regional Transmission Organization*) ont une position ambivalente au sein de la réforme électrique. D'un côté, ils sont le fer de lance de l'application de la politique de dérégulation soutenue par la FERC ; de l'autre, ce sont des entités qui émergent à dessein de la coopération d'*utilities* voisines (cas de PJM et de NYISO). En tant que gestionnaires de réseau indépendants, les ISO et les RTO permettent la mise en place de marché et d'accès non discriminatoire des tiers aux réseaux des *utilities*. Dans le même temps, l'intégration des *utilities* au sein d'ISO/RTO est un moyen pour ces dernières de dissoudre leur part de marché sur des zones de marché plus étendues que leur zone native. Cette dernière facette de l'identité de PJM se retrouve dans son mode de gouvernance. En effet, sous couvert d'indépendance, PJM est en fait détenu par l'ensemble des acteurs intervenant sur le marché de cette zone de contrôle : les producteurs, les autres fournisseurs, les consommateurs finaux, les distributeurs, et les transporteurs. Aussi PJM n'est pas tant un gestionnaire de réseau indépendant au sens où cela est entendu en Europe qu'une coopérative d'acteurs de marché gérant un réseau électrique (Lambert [2001]) dont les intérêts peuvent fluctuer en fonction des pressions politiques des groupes constitutifs¹⁷ (Boyce et Hollis [2005]).

b) Ambivalence de la dé-intégration verticale de la régulation, rémunération du transport et auto-régulation des gestionnaires de réseau (ISO, RTO)

Ces éléments combinés ont limité les capacités d'interconnexion entre les différentes *utilities*, généralement développées pour permettre un secours mutuel en cas de problème mais pas dans le but de faire transiter les flux induits par des échanges commerciaux intensifs.

Par ailleurs, la dé-intégration verticale qui aurait été nécessaire afin de pouvoir mener à bien la dérégulation du système électrique s'est trouvée confrontée sur le sol étasunien au sacro-saint droit de propriété.

Un élément déterminant pour ce qui nous intéresse est le flou qui peut exister dans la relation entre la FERC et les PUC ainsi que la relation entre les ISO et les régulateurs.

La FERC n'effectue que du *free-riding* sur la régulation régionale (PUC) des investissements et du coût du transport. La FERC ne fixe pas la rémunération du transport dans l'absolu mais se base sur le *revenu cap* des PUC pour déduire le tarif du transport attribuable aux activités dé-intégrées (*unbundled*) des *utilities*. Ainsi, à cause de l'inhomogénéité potentielle des tarifs

¹⁷ Un exemple est donné avec la réforme de l'attribution des FTR et la création des ARR (Shanker [2003]).

fixés par les différentes PUC, la différence entre les tarifs d'accès sur la zone de PJM n'est pas nécessairement cohérente avec les besoins en capacité de production des zones de transport.

Les ISO et les RTO ne sont pas régulés par la FERC. La FERC définit des lignes de conduite (*guidelines*) et « certifie » les ISO et les RTO mais l'activité et le revenu des gestionnaires de réseau ne sont ni contrôlés ni soumis à un système incitatif de réduction des coûts. PJM s'impose de lui-même un bénéfice nul (*not-for profit* ISO) comme le préconise la FERC (*Order 2000*). Dans le même temps, la FERC souhaite voir émerger de manière volontaire des systèmes incitatifs pour une gestion plus efficace du réseau.

Par ailleurs, la FERC délègue aux ISO l'administration du tarif de transport pour l'accès des tiers au réseau ce qui positionne d'une certaine façon les ISO comme des régulateurs vis-à-vis des *Transmission Owners*.

E. Interaction avec les acteurs : tarif d'accès et coût de connexion

Les gestionnaires de réseau doivent pouvoir interagir avec la localisation des acteurs afin de coordonner des activités qui étaient précédemment intégrées. Les gestionnaires de réseau auxquels nous nous intéressons, PJM et NGC, ont à leur disposition des signaux et des outils relativement similaires. Dans les deux cas, on distingue le tarif d'accès au réseau du coût de connexion. Cependant, ces termes ne recouvrent pas totalement la même réalité que l'on se place sur l'un ou l'autre des réseaux.

1. Zone de contrôle PJM

Comme nous l'avons vu, le tarif d'accès au réseau est un moyen de rémunération des propriétaires du réseau qui est difficile à appréhender compte tenu de la régulation multiple en cours aux Etats-Unis et de l'intégration de l'ensemble des activités électriques. Le tarif de raccordement est semble-t-il plus pertinent vis-à-vis de l'incitation à la localisation des générateurs mais peut représenter une barrière importante à l'entrée de producteurs indépendants.

a) Tarif pour l'utilisation du réseau sur (PJM [2004d] et [2004f])

Suivant que les consommateurs veulent être desservis via le réseau par des transactions bilatérales ou via le Pool, ils sont soumis à des tarifs de types différents mais homogènes entre

eux (respectivement *Transmission Service* ou *Network Integration Service*)¹⁸. Le revenu perçu par PJM grâce à ces tarifs est reversé aux *Transmission Owners* géographiquement *ad hoc*.

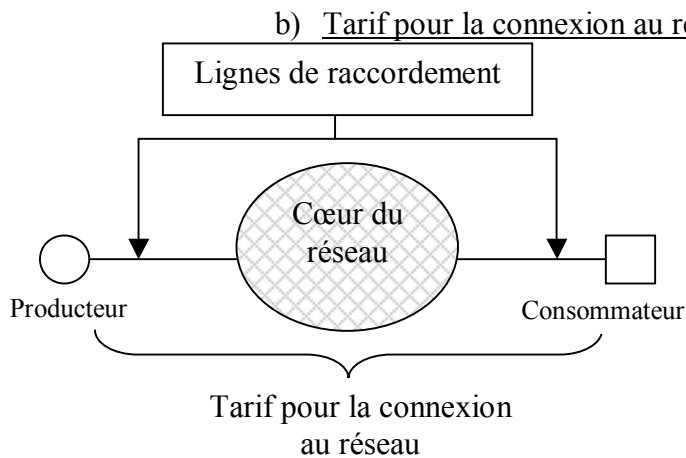


Figure 4 Définition du *deep cost*

Le tarif de raccordement au réseau a à première vue un impact incitatif plus important sur la localisation des acteurs en général et de la production en particulier. En effet, sur la zone de contrôle de PJM, tout nouveau raccordement est facturé en *deep cost*.

Le coût de raccordement comprend non seulement le coût des installations pour le raccordement au réseau mais aussi le coût de tout développement du cœur de réseau nécessaire suite à ce raccordement.

A priori, compte tenu des charges qu'un nouveau producteur doit supporter, il choisit son point de connexion au moins autant par rapport aux coûts de raccordement que par rapport aux variations de LMP sur le réseau.

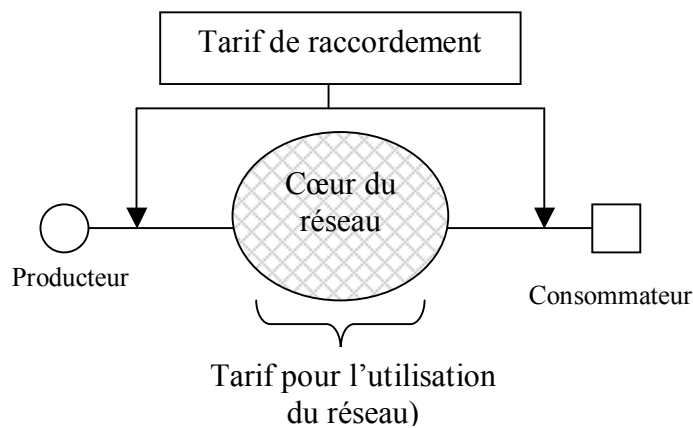
En fait, le *deep cost* n'est incitatif que dans une certaine mesure. Généralement, le coût de raccordement ne sera fourni que pour un voire deux sites sur la demande du producteur (sachant que ces études de coût sont payantes – PJM [2004d] et [2004b]).

Ce système serait incitatif si par ailleurs une capacité d'accueil était publiée au moins par zone (par exemple dans le SYS de NGC [2004d]), au mieux par nœud. De plus, pour les *utilities*, le *deep cost* est un moyen d'ériger une barrière à l'entrée pour les nouveaux entrants. C'est aussi un moyen d'améliorer le réseau tout en restant passif face au retour sur investissement peu actualisé par les PUC (Joskow [2005a]).

2. Zone de contrôle NGC

NGC tire une rémunération de ses actifs de réseau et de ses investissements grâce à deux termes :

¹⁸ Attention, ces tarifs ne s'appliquent pas aux *utilities* intégrées lors de la desserte de leur charge captive. Pour la provision de ce service de transport intégré, la couverture se fait grâce au tarif *bundled* (vente, production, distribution et transport régulé par la PUC) imposé aux consommateurs finaux.



- le tarif pour l'utilisation du réseau (tarif d'accès) pour les actifs à usage commun qui forment la majorité du réseau ;
- le tarif de le raccordement au réseau pour les actifs à usage limité qui ne sont utilisés que par un seul acteur.

Figure 5 Définition du *shallow cost*

a) Tarif pour le raccordement au réseau

Ce type de tarification de la connexion est appelé *shallow cost* car il ne fait payer à l'acteur qu'une partie superficielle¹⁹ du coût total de connexion qui inclut les améliorations du cœur du réseau.

De fait, ce seul tarif est peu incitatif pour la localisation des acteurs (producteurs notamment) car il ne reflète pas la saturation locale du réseau en terme de capacité d'accueil.

b) Tarif pour l'utilisation du réseau

NGC perçoit un revenu régulé sous la forme des tarifs précédemment mentionnés. Le revenu provenant du tarif d'utilisation du réseau (*Transport Network Use of the System, TNUoS*) se déduit du MAR moins le revenu perçu au titre du tarif de raccordement au réseau.

Ce tarif est géographiquement différencié avec 12 zones pour les consommateurs et 15 zones pour les producteurs²⁰ avec une répartition 27:73 entre les producteurs et les consommateurs.

En conclusion, le système de tarification sur le système de NGC est un modèle hybride de tarification en *shallow cost*. Contrairement à une tarification en *shallow cost* classique, la socialisation des coûts de développement du cœur du réseau n'est que partielle, générant de fait un signal de localisation pour les acteurs.

c) Signaux complémentaires pour la localisation des moyens de production : les pertes sur le réseau de NGC

OFGEM [2002b] a étudié courant 2002 – 2003 la possibilité de mettre en place un système de tarification zonale des pertes. Ce devait être un signal de localisation fort à court et à long terme. Suite à une erreur de procédure²¹, cette proposition n'a pu être adoptée. La répartition actuelle au prorata avantage une partie conséquente des parties prenantes : les producteurs

¹⁹ *Shallow* en anglais

²⁰ Ce tarif est défini grâce à une méthode *Investment Cost Related Pricing (ICRP)*, pricing associé aux coûts d'investissement.

²¹ dénoncée par AES Drax Power Ltd, Scottish Power Generation Ltd, et Teeside Power Ltd (OFGEM [2004d])

majoritairement dans le Nord, les consommateurs majoritairement dans le Sud et NGC qui dans un contexte de signaux modérés de localisation voit plus facilement se développer son réseau, son cœur de métier.

F. Coordination du GRT avec ses voisins

1. Zone de contrôle de PJM

Le positionnement de PJM lui demande d'avoir une forte coordination avec ses voisins ISO ou *utilities*. D'une part PJM est une zone de forte consommation qui importe une partie de l'énergie qu'elle consomme, d'autre part PJM est encadré d'une part par des zones fortement importatrices au Nord (NYISO) et au Sud (TVA) et par des zones fortement exportatrices à l'Ouest (Midwest ISO)²² ce qui crée des flux sur lesquels PJM n'a qu'un contrôle limité. Cela pose des problèmes tant d'ordre technique (sûreté du réseau) qu'économique (internalisation des externalités et effet de bord – exemple de l'intégration d'Allegheny Power, PJM [2004i]). Par ailleurs, PJM en particulier et les ISO / RTO en général ont une capacité d'expansion qui leur est nécessaire en tant qu'opérateurs de marché. La forme opérationnelle du marché de PJM, un pricing nodal J-1 et temps réel, nécessite un niveau conséquent de coordination lors de l'intégration de nouvelles *utilities*.

2. Zone de contrôle de NGC

Dans le cas de NGC au contraire, la coordination avec ses voisins n'est pas un point clé de son activité. En effet, d'une part ses deux voisins RTE et Scottish Power sont à chaque extrémité de son réseau, d'autre part la forme très linéique de son réseau induit peu de problèmes de flux parallèles sur son réseau d'une part et entre son réseau et celui de ces voisins d'autre part.

III. Comparaison des systèmes de PJM et de NGC sur la base d'éléments tangibles de gestion du réseau

Le but de cette partie n'est pas tant de sortir un gagnant de ces deux systèmes grâce à des chiffres que de comparer la progression respective des deux gestionnaires de réseau.

A. Gestion des flux

1. Zone de contrôle de PJM

Les résultats observés par rapport à ceux escomptés pour la gestion des congestions sur le réseau de PJM sont limités entre autres par l'expansion répétée de la zone de PJM et par le

²² DoE [2002]

désamorçage de l'effet incitatif de la tarification nodale par les ARR. Ce peut être aussi un signe d'un réseau trop limité en capacité ; les congestions sont réputées être très volatiles sur le réseau de PJM ce qui montre une tentative d'adaptation des acteurs.

Tant en terme de volume que de coût, on assiste à un envol des congestions avec un doublement du volume horaire entre 2000 (environ 7000 heures) et 2002 (11600 heures) suivi d'une stabilisation entre 2002 et 2004 (11200 heures) et une multiplication par seize de la rente de congestion entre 1999 et 2004.

	Congestion Charges	Percent Increase
1999	\$53	N/A
2000	\$132	149%
2001	\$271	105%
2002	\$430	59%
2003	\$499	16%
2004	\$808	62%
Total	\$2,193	N/A

Figure 6 Rente de congestion sur le système de PJM [2005] de 1999 à 2004 (\$ million)

2. Zone de contrôle de NGC

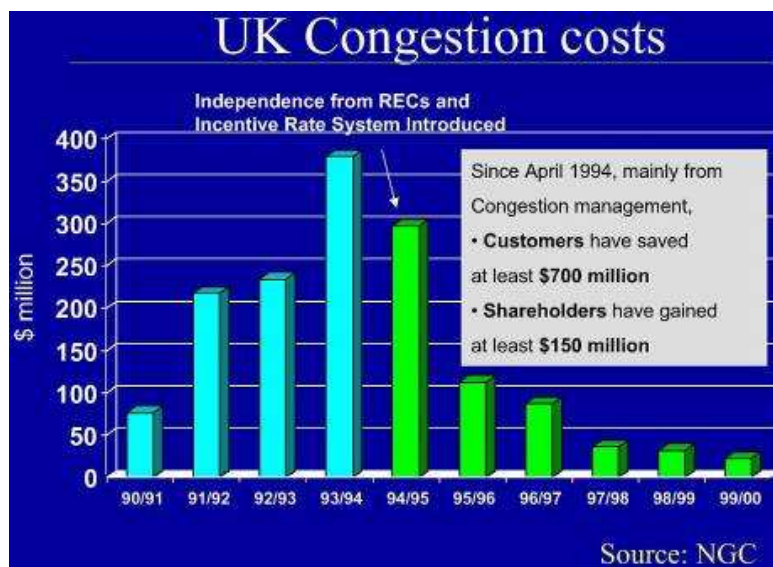


Figure 7 Coût des congestions sur le réseau de NGC, Joskow [2003]

L'impact de l'introduction d'un mécanisme incitatif (antérieur à l'introduction du NETA) sur le coût des congestions dans la zone de contrôle de NGC est clairement visible. Ce coût a considérablement diminué, il a été divisé par plus de 10 en l'espace de six à sept ans malgré une mutualisation des pénalités pour les congestions (BSUoN).

Par ailleurs, on constate sur les trois derniers exercices que le coût tend à se stabiliser, ce qui laisse à penser que ce coût s'approche de l'optimum, compte tenu de l'arbitrage entre les coûts à court et long terme.

En conclusion, cette réduction des coûts de gestion des flux est due à l'introduction du mécanisme de régulation incitatif et aux efforts de NGC pour atteindre les objectifs fixés par OFGEM.

B. Gestion des pertes

1. Zone de contrôle de PJM

Malgré les expansions successives de PJM, on peut constater une tendance de long terme à la croissance relative des pertes vis-à-vis de la production (cf. Figure 8 Tendence d'évolution des pertes sur le réseau THT de PJM de juin 2000 à décembre 2001 et de janvier 2002 à avril 2004) pendant les périodes de stabilité géographique de la zone de contrôle de PJM, traduction factuelle du manque d'incitation à la réduction des pertes pour les acteurs et PJM.

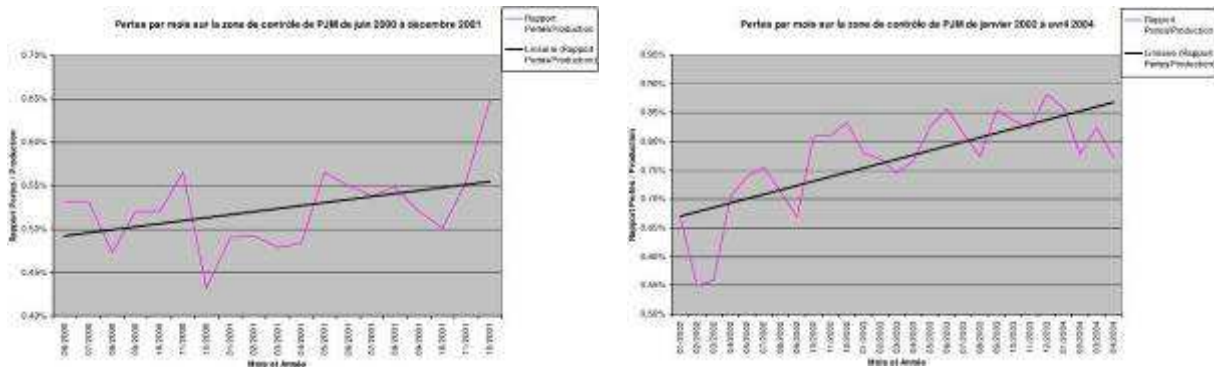


Figure 8 Tendence d'évolution des pertes sur le réseau THT de PJM de juin 2000 à décembre 2001 et de janvier 2002 à avril 2004²³

2. Zone de contrôle de NGC

Le graphique suivant permet de voir que globalement les pertes (par rapport à la production) ont une tendance à diminuer sur le réseau de NGC (malgré un accroissement fin 2004 – absent du graphique – qui n'inquiète pas OFGEM [2004a]).

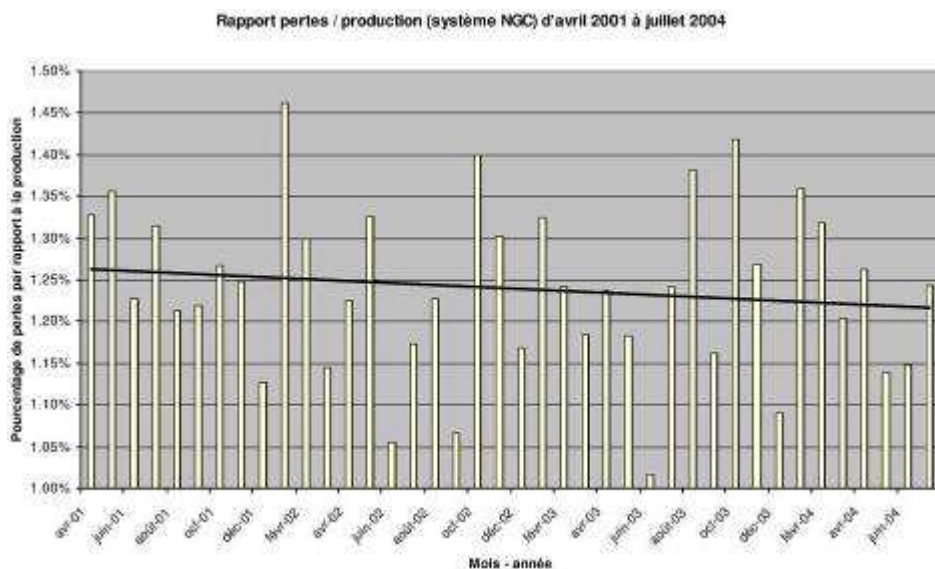


Figure 9 Rapport pertes / production sur le système de NGC d'avril 2001 à juillet 2004 avec courbe de tendance linéaire, propre calcul d'après données DTI et OFGEM

²³ Propres calculs d'après données PJM

Pourtant, les acteurs ne reçoivent aucun signal indiquant l'impact topologique de leur transaction malgré une tentative de la part d'OFGEM pour mettre en place un système de tarification zonale des pertes. De fait, cet effort de gestion est imputable en priorité à NGC sous la pression du système incitatif précédemment présenté.

C. Développement du réseau

1. Zone de contrôle de PJM

Avec la mise en place du *Regional Transmission Expansion Plan*, PJM souhaitait une décentralisation des décisions d'investissements. Or on constate que peu de projets de *Merchant Transmission Investments* ont abouti dans le cas de PJM (RTEP 2004).

On trouve tout d'abord des raisons théoriques à cela. En effet, Joskow et Tirole [2004] ont montré que la rente de congestion qu'elle provienne du marché J-1 ou du marché de FTR est contre-incitative pour le développement du réseau puisque les gestionnaires ont tendance à faire de la rétention de capacité de transport. Les FTR comme rémunération des MTO manquent de pertinence dans la pratique, notamment à cause de l'exacerbation du pouvoir de marché de certains producteurs, des caractéristiques stochastiques des capacités de transport, du comportement potentiellement conservateur de l'ISO/RTO et des problèmes de coordination voire de collusion entre gestionnaire et propriétaires du réseau. Par ailleurs, Pérez-Arriaga *et al.* [1995] ont montré que les non-convexités inhérentes au développement du réseau (rendement d'échelle croissant et discontinuité de la capacité de transport) rendent impossible une rémunération suffisante des actifs de réseau via la rente de congestion.

D'autre part, des expériences de *Merchant Transmission Investment* d'envergures ont été menées en Australie (2 lignes marchandes, Directlink et Murraylink construites par TransEnergie). Murraylink s'est notamment soldée par le « hold-up » de la rente de congestion associée à cette ligne marchande par un transporteur régulé (TransGrid) qui a construit une ligne en parallèle à la ligne marchande. Le propriétaire de la ligne marchande, TransEnergie a porté cette affaire devant le tribunal électrique australien (*National Electric Tribunal*) qui ne lui a pas donné raison malgré certains éléments tendant à prouver l'inutilité et l'inefficacité de ligne régulée en parallèle de Murraylink (Littlechild [2003]). Une telle expérience ne joue pas en faveur des investissements marchands qui sont non seulement très risqués financièrement mais qui doivent aussi faire face à une menace de la part des régulés et des régulateurs.

L'unique expérience américaine d'envergure en terme de *Merchant Transmission Investment*

est en cours de construction entre les zones de contrôle de ISO-NE (Nouvelle Angleterre) et de New-York ISO avec le *Cross-Sound Cable* (Joskow [2005b]). Toutefois, cette ligne « marchande » a été développée à l'instigation d'un distributeur municipal indépendant, *Long Island Power Authority* (LIPA), qui l'utilisera avec des contrats de long terme afin de pouvoir s'alimenter auprès des centrales moins chères sur ISO-NE.

En ce qui concerne les propriétaires régulés, malgré l'absence de données complètes à cause de l'aspect stratégique des actifs de transport d'une *utility*, les 34 projets d'investissements décidés par PJM [2004h] suite à la mise en place du concept de *Economic Planned Transmission Facilities* en avril 2004 (et ceux décidés par la suite) et leur durée d'amortissement (quelques années voire quelques mois pour une vingtaine en décembre 2004)²⁴ montrent que le réseau de PJM n'est pas économiquement adapté.

2. Zone de contrôle de NGC

Le graphique ci-dessous permet de constater que les coûts d'opération et de maintenance du réseau diminuent depuis la création de NGC pour se stabiliser à partir de 1997 avec un taux de réduction supérieur à 50% pour les coûts contrôlables. L'association du mécanisme incitatif et du mode de gouvernance de NGC est à l'origine de ces gains d'efficacité.



Figure 10 Coût d'opération et de maintenance du réseau, Joskow [2003]

D. Régulation de la propriété et de la gestion du réseau

1. Zone de contrôle de NGC

Comme nous avons pu le voir à deux reprises avec les résultats de la gestion des congestions

²⁴ Joskow [2005a]

et des pertes, le mécanisme incitatif auquel est soumis NGC pour son activité de SO fonctionne bien. Il va sans dire que la possibilité laissée à NGC d'effectuer des arbitrages financiers pour la réduction du coût de gestion du réseau a aussi un impact important.

Outre ces résultats, on peut aussi constater que les objectifs imposés par OFGEM à NGC ont tendance à se stabiliser, ce qui laisse penser que les derniers objectifs sont proches de l'optimum.

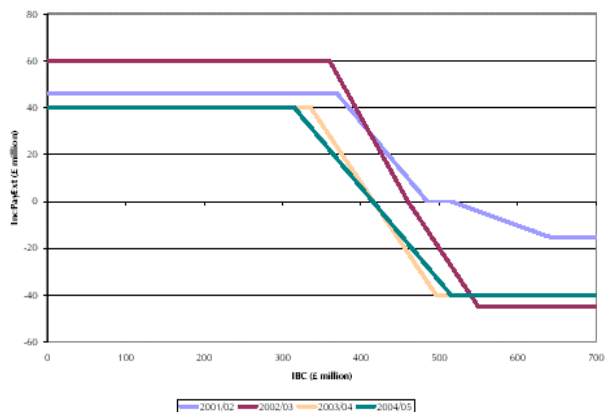


Figure 11 Mécanisme incitatif externe pour l'activité de gestion (SO) de NGC en valeur nominale de 2001 à 2004, OFGEM [2004a]

Parameter	01/02	02/03	03/04	04/05
Target (£ million)	484.6 - 514.4	460	416	415
Upside sharing factor	40%	60%	50%	40%
Downside sharing factor	12%	50%	50%	40%
Cap (£ million)	46.3	60	40	40
Floor (£ million)	-15.4	-45	-40	-40

Tableau 2 Paramètres du mécanisme incitatif externe pour l'activité de gestion (SO) de NGC en valeur nominale de 2001-2002 à 2004-2005, OFGEM [2004a]

En ce qui concerne l'incitation de l'activité de propriété de NGC, le fait que les coûts de gestion tendent à se réduire montre que l'arbitrage effectué entre ces coûts et les coûts d'investissement permet l'évolution du réseau vers un ensemble techniquement et économiquement sain. NGC est incité par son mécanisme d'incitation pour son rôle de gestionnaire du réseau (SO) à effectuer des investissements de taille modeste qui induisent à terme une réduction des coûts globaux (coûts d'équilibrage + investissement) sans que ces investissements ne soient pris en compte immédiatement dans une revue de régulation.

Par ailleurs, le capex (*Capital Expenditure*) et l'opex (*Operation Expenditure*) diminuent *grosso modo* dans les proportions fixées lors de la dernière revue de régulation ; les écarts par rapport aux revenus autorisés s'expliquent soit par un écart de prévision de l'augmentation de la consommation soit par des retards ou des avances dans la mise en œuvre de projet (OFGEM [2004c]).

£ million	2001/2002			2002/2003		
	Allowed	Actual	Variance	Allowed	Actual	Variance
Capex	290	317	27	279	321	42
Contr Opex	187	198	11	175	202	27
Opex	290	304	14	276	300	24

Tableau 3 “Allowed price control and outturn revenues (£m, 1999/00 prices)”, OFGEM [2004c]

Ces résultats sont facilités par le mode de gouvernance et la structure intégrée de la gestion et de la propriété du réseau. Notamment, la gestion et la propriété conjointes des actifs de transport permettent de faire peser la menace de pénalité en cas de gestion « inefficace » sans trop de risque à long terme pour l’entreprise.

2. Zone de contrôle de PJM

Nous avons constaté précédemment d’une part que les coûts de congestion ont considérablement augmenté, d’autre part que le ratio pertes/production a crû.

L’incitation des ISO/RTO est un problème qui se pose aux Etats-Unis depuis la création de ces concepts. Leur mode de gouvernance, leur structure financière (peu d’actifs) et leur gestion financière à profit nul réduisent les moyens à disposition de la FERC pour induire une gestion de réseau plus efficace. Par ailleurs, l’incitation des acteurs à une gestion plus respectueuse du réseau de transport est limitée par la relation coopérative entre *utilities* au sein de PJM.

Pour ce qui est de la régulation de la propriété, outre le flou que nous avons mentionné dû à une régulation multiple, des éléments tendent à montrer que le développement du réseau de PJM était limité jusqu’à récemment. Joskow [2005b] nous apprend notamment que sur l’ensemble des Etats-Unis la FERC n’impose que 10% de la rémunération du transport électrique ; par ailleurs, lors de la première mise en place du RTEP, environ 34 projets d’investissements pour raisons économiques ont été initiés. De fait non seulement l’impact des marchés sur le réseau est limité (moins à PJM que dans d’autres régions car 40% des transactions sur cette zone de contrôle s’effectuent sur le Pool) mais aussi, les gestionnaires et les propriétaires de réseau sont peu incités à effectuer un arbitrage entre les coûts de gestion et les coûts d’investissement.

E. Interaction avec les acteurs : tarif d'accès et coût de connexion

1. Zone de contrôle de PJM

Pour ce qui est du tarif d'utilisation du réseau, le plus haut tarif (Rockland Zone) est de l'ordre de 2.6 fois le tarif le plus bas (ComEd Zone). Les moyennes des prix nodaux sur tous les points horaires de l'année 2004 pour ces deux zones sont respectivement de 45.20\$/MWh et 30.61\$/MWh. En adaptant l'exemple fourni dans CESI [2003] avec un consommateur ayant 2.5MW de capacité installée et consommant 10 GWh, le tarif d'utilisation du réseau représente respectivement 7.10% et 3.99% de l'achat de l'énergie.

Toutefois, il n'est pas évident que ces tarifs d'accès soient cohérents avec la capacité d'accueil du réseau car ils sont issus de régulateurs *a priori* non-coordonnés (PUC) pour la part non-dérégulée (*bundled*) de l'activité des *utilities*.

Dans le cas des producteurs, leur coût de connexion étant traité par *deep cost* et ces derniers étant très variables avec le point de connexion, il est difficile de tirer des conclusions quant à l'impact relatif des coûts de connexion par rapport au prix nodal de l'énergie.

2. Zone de contrôle de NGC

Les tarifs d'utilisation du réseau sur la zone de contrôle de NGC sont fortement différenciés suivant la zone géographique considérée. En adaptant l'exemple fourni dans CESI [2003], avec un producteur d'une capacité de 400MW qui génère 2.5TWh par an et en supposant qu'il vend son énergie à un prix moyen de 25£/MWh, on constate que la différence entre le plus haut et le plus bas tarif pour l'utilisation du réseau représente au moins 11% de ces ventes d'énergie. Dans le même ordre d'idée en reprenant les mêmes hypothèses de consommation que précédemment, le tarif d'utilisation du réseau représente de 5 à 18 % du coût de l'énergie soit un différentiel de 13%.

On peut compléter ce calcul par l'étude suivante. Sur le graphique suivant, les raccordements (ou déconnexions) depuis 1990 sur le réseau de NGC sont regroupés suivant le découpage utilisé par NGC [2004d], Nord, Midlands et Sud. Les nouvelles connexions sont mieux réparties sur le réseau de NGC. L'impact incitatif du tarif zonal pour l'utilisation du réseau est réel quand on sait que ce mécanisme a été mis en place sur le réseau de NGC en 1993.

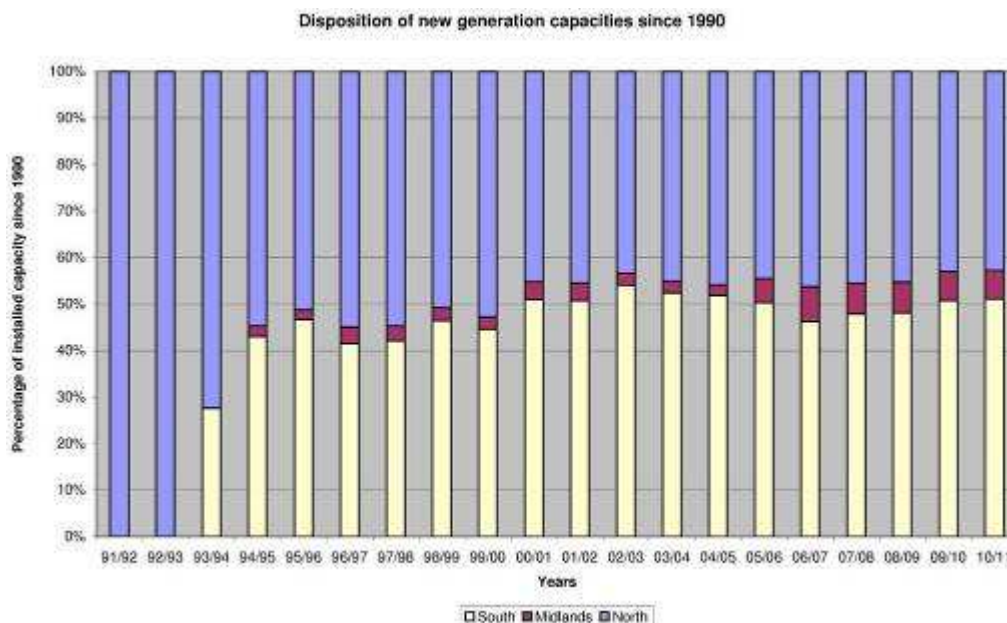


Figure 12 Pourcentage cumulé des nouveaux raccordements sur le réseau de NGC entre 1991-1992 et 2010-2011 réparti selon le découpage North – Midlands – South défini par NGC²⁵

F. Coordination du GRT avec ses voisins

1. Zone de contrôle de PJM

Le rythme d'intégration de nouvelles *utilities* au sein de PJM montre que la coordination avec des entités par-delà les limites de sa zone de contrôle est quelque chose de complètement acquis pour PJM²⁶.

Par ailleurs, PJM en se coordonnant avec son voisin Midwest ISO via le couplage de leur système de pricing nodal va permettre la création d'un marché unique allant de la province canadienne de Manitoba à la zone Mid-Atlantique (New Jersey, Delaware, Maryland, Virginie).

2. Zone de contrôle de NGC

Comme nous l'avons vu précédemment, la forme de son réseau et le positionnement de ses voisins par rapport à son réseau ne nécessitent pas une coordination importante de NGC avec ses voisins²⁷. Néanmoins, le BETTA (British Electricity Trading and Transmission Arrangements) sera une occasion d'éprouver le potentiel de coordination de NGC en tant que gestionnaire de réseau (SO) avec d'autres propriétaires de réseau (TO). En effet, à cette

²⁵ Propre calcul d'après données NGC [2004d]

²⁶ Intégration d'Allegheny Power en janvier 2002, Commonwealth Edison en mai 2004, Dayton Power & Light et American Electric Power en octobre 2004, Dusquesne Light en janvier 2005 et Dominion en mai 2005

²⁷ Par ailleurs, la rente de congestion provenant des enchères sur l'Interconnexion France – Angleterre n'est pas incluse dans les divers mécanismes incitatifs auxquels NGC est sujet. Cette interconnexion gérée conjointement par NGC et RTE a un statut proche de celui d'une *merchant line* (Joskow [2005]).

occasion, NGC va devenir le gestionnaire de réseau d'une zone comprenant l'Ecosse en plus de sa zone native (Angleterre et Pays de Galles) cependant que la propriété du réseau écossais reste à Scottish Power et Scottish Hydro. NGC devient une entité hybride d'un gestionnaire de réseau à l'Américaine (« GRT light ») et à l'Européenne (« GRT lourd »).

IV. Tableau de Synthèse des systèmes PJM et NGC

Les deux tableaux suivants reprennent la grille d'analyse complétée pour les deux systèmes étudiés.

Tableau 4 Grille d'analyse complétée pour la gestion du réseau de transport électrique de NGC

Angles d'approche Fonctions de la gestion réseau	Fondements théoriques	Résultats pratiques
Gestion des congestions	<ul style="list-style-type: none"> ☞ Redispatching avec possibilité d'arbitrage par le TSO entre les différents moyens à sa disposition ☞ TSO incité à réduire les coûts de gestion des flux 	<ul style="list-style-type: none"> ☞ Réduction des coûts de gestion des flux à partir de la mise en place du système incitatif
Gestion des pertes	<ul style="list-style-type: none"> ☞ Achat des pertes laissé aux acteurs au prorata sur la base d'un coefficient de pertes unique publié ex ante ☞ TSO incité à réduire les pertes 	<ul style="list-style-type: none"> ☞ Tendances à la réduction des pertes malgré des hausses conjoncturelles
Développement, maintenance et opération	<ul style="list-style-type: none"> ☞ Arbitrage avec les coûts de court terme de gestion des flux 	<ul style="list-style-type: none"> ☞ A la vue de la réduction des coûts de gestion des flux, meilleure adaptation du réseau aux flux ☞ Réduction des coûts d'opération et maintenance du réseau
Régulation des monopoles	<ul style="list-style-type: none"> ☞ <u>Activité SO</u> : partage des performances par rapport à un objectif fixé par le régulateur ☞ <u>Activité TO</u> : régulation incitative RPI-X par rapport à un objectif fixé par le régulateur 	<ul style="list-style-type: none"> ☞ Réduction globale des coûts ☞ Tendances à la stabilisation des objectifs imposés par le régulateur : coûts proches de l'optimum ?
Interaction avec la production	<ul style="list-style-type: none"> ☞ Tarif de connexion <i>shallow cost</i> ☞ Tarif zonal d'utilisation du réseau 	<ul style="list-style-type: none"> ☞ Répartition plus homogène entre Nord et Sud des nouveaux raccordements
Coordination avec les réseaux limitrophes	<ul style="list-style-type: none"> ☞ Peu de besoins de coordination avec ses voisins à cause de la forme de son réseau et du positionnement relatif desdits voisins 	<ul style="list-style-type: none"> ☞ Nouveaux besoins de coordination suite à la mise en place du BETTA à cause de la dé-intégration de la activité de SO et de TO en Ecosse ?

Tableau 5 Grille d'analyse complétée pour la gestion du réseau de transport électrique du système de PJM

Angles d'approche Fonctions de la gestion réseau	Fondements théoriques	Résultats pratiques
Gestion des congestions	<ul style="list-style-type: none"> ☞ Pricing nodal ☞ Couverture financière des coûts de transport de court terme (FTR) ☞ Rentes (congestion + enchères FTR) reversées aux <i>Merchant Transmission Owners</i> et aux acteurs grâce aux ARR 	<ul style="list-style-type: none"> ☞ Croissance du volume horaire de congestion (x2 entre 2000 et 2002 puis réduction de 15% en 2003) ☞ Rente de congestion x16 entre 1999 et 2004 ☞ Congestion difficilement prévisible d'après les historiques à cause des extensions de PJM
Gestion des pertes	<ul style="list-style-type: none"> ☞ Achat des pertes laissé aux acteurs sur la base d'un coefficient de pertes publié ex ante géographiquement unique, temporellement différencié ☞ Tarification des pertes unique quand elles sont payées en cash ; Tarification au choix parmi les prix d'interface avec les autres systèmes pour les pertes payées en nature 	<ul style="list-style-type: none"> ☞ Tendance à la hausse pendant les phases de stabilité géographique de la zone de contrôle de PJM
Développement, maintenance et opération	<ul style="list-style-type: none"> ☞ Jusqu'à récemment pas d'arbitrage entre coûts d'investissements et coûts de congestion ☞ Décision d'investissement laissée autant que possible au marché : attribution de droits financiers aux <i>Merchant Transmission Owners</i> ☞ Pas d'arbitrage économique dans le placement des opérations de maintenance 	<ul style="list-style-type: none"> ☞ Réseau très congestionné ☞ Après le développement du concept d'investissement pour raisons économiques, 34 investissements directement développables ☞ Aucun investissement marchand sur le réseau de PJM ; des problèmes théoriques de pertinence des droits financiers pour la rémunération des investissements réseau
Régulation des monopoles	<ul style="list-style-type: none"> ☞ Multiples niveaux de régulation non nécessairement coordonnés (régionale, trans-régionale, fédérale) dont certains sont balkanisés et potentiellement inhomogènes ☞ Activité ISO : auto-régulation (<i>not-for-profit</i>) ☞ Activité TO intégré aux <i>utilities</i> : régulation RoR par les PUC avec <i>free-riding</i> de la FERC 	<ul style="list-style-type: none"> ☞ Croissance du volume horaire et de la rente de congestion ☞ Mauvaise maîtrise des pertes réseau ☞ Tarif d'utilisation du réseau régulé par la FERC pour seulement 10% du tarif d'utilisation du réseau sur les USA ☞ Développement récent et conséquent des investissements réseau à caractère économique
Localisation de la production	<ul style="list-style-type: none"> ☞ Tarif de connexion en <i>deep cost</i> ☞ Tarifs zonaux d'utilisation du réseau 	<ul style="list-style-type: none"> ☞ Inhomogénéité des tarifs zonaux d'utilisation du réseau
Coordination avec des réseaux limitrophes	<ul style="list-style-type: none"> ☞ Expansions nécessaires liées à son rôle d'opérateur de marché ☞ Joint Operating Agreement entre MISO, PJM et TVA 	<ul style="list-style-type: none"> ☞ Nombreuses intégrations réussies depuis 2002 sur le plan de l'opération court terme du réseau ☞ Création d'un marché unique PJM-MISO avec pricing nodal

Conclusions

Finalement, nous avons vu deux systèmes fondamentalement différents. D'un côté, NGC est

un gestionnaire – propriétaire de réseau qui gère son réseau de façon très rustique sous contrôle d'un régulateur que l'on peut qualifier d'heuristique, même si ce dernier explore régulièrement des raffinements théoriques : une tentative de mise en place de la gestion zonale des pertes, la consultation par OFGEM [2002b] au début du NETA des acteurs pour une répartition nodale des coûts de congestion, ces derniers étant déduits du mécanisme d'ajustement, etc...

Ce système a des résultats visibles qui poussent d'autres systèmes avec des bases similaires à s'intéresser aux raisons de ces résultats, notamment en Europe. Dans le même temps, OFGEM s'apprête à étendre la zone de contrôle de NGC sur l'ensemble de la Grande-Bretagne en laissant la propriété du réseau écossais à Scottish Power et Scottish Hydro, ce qui amène à se poser des questions très similaires à celles issues des problèmes de coordination entre les ISO et les *Transmission Owners* aux Etats-Unis.

De l'autre côté de l'Atlantique, PJM est un gestionnaire de réseau – opérateur de marché qui gère son réseau à la fois avec des applications très poussées en terme d'ingénierie et de théorie économique et avec des applications encore très basiques pour des éléments plus difficiles à intégrer (les pertes par exemple). Des multiples niveaux de régulation et de coordination, il est difficile de faire ressortir des incitations claires, homogènes, avec des résultats probants. Le manque d'incitation tant à destination des propriétaires de réseau que du gestionnaire et le manque de coordination entre ces deux activités dé-intégrées par la force des choses se s'amélioreront. Dans le même temps, le rôle d'opérateur de marché permet à PJM de démontrer une grande capacité de coordination pour les opérations de court terme avec ses voisins (avec à terme la création d'un marché unique PJM – MISO) et avec les *utilities* au sein de sa zone.

Par ailleurs, des études comme Morey *et al.* [2005] tendent à montrer que le coût de mise en place de ces systèmes d'ingénierie aux fondements théoriques séduisants ne serait pas compensé par le gain en pratique. D'autres études (Siddiqui *et al.* [2003]) de marchés de FTR laissent penser qu'en plus d'un certain gaming et d'une définition partisane des règles d'allocation sur ces marchés (Shanker [2001] et PJM [2005]²⁸), les coûts de transaction rendent ces marchés peu liquides et très risqués.

En bref, les effets déterminants sur les bons résultats du système de NGC sont largement dus aux différents systèmes incitatifs auxquels l'entreprise est sujette et à l'isolement électrique relatif de la zone de contrôle (peu d'effets de flux parallèles). Au contraire, PJM a à faire face

²⁸ La FERC s'est plainte de l'allocation en deux étapes des FTR et des ARR qui laisse la part belle aux transactions historiques.

à plus de problèmes d'effet frontière tout en étant relativement dispendieux dans sa gestion faute d'incitations. Ce dernier point nous ramène au problème de l'incitation des ISO qui peuvent difficilement supporter le risque de pénalité compte tenu de l'absence de sécurité financière que procurent des actifs de réseau.

Références

- Boyce John R., Hollis Aidan, [2005], "Governance of electricity transmission systems", Energy Economics 27, 237 – 255
- CESI for Eurelectric, [2003], "Implementations of short and long term locational signals on the Internal Electricity Market", www.eurelectric.org, décembre
- Department of Energy (DoE) [2002], "National Transmission Grid Study", mai
- DTI, [2004a], "Power stations. In the UK operational at the end of May 2004", www.dti.gov.uk/energy/
- DTI, [2004b], "Generation and supply. Electricity fuel use, generation and supply", www.dti.gov.uk/energy/
- Elexon, [2004], "The Balancing and Settlement Codes", www.elexon.co.uk, consulté le 9 mars
- Glachant Jean-Michel, [2004], « Génie génétique des réformes électriques : GRT, Opérateurs de marché, Régulateurs, ... », présentation SEE-CIGRE, avril
- Hogan William W. [1992]. "Contract Networks for Electric Power Transmission". Journal of Regulatory Economics 4: 211-242.
- Harvey Scott M., Hogan William W., [2000], "Nodal and Zonal Congestion Management and the Exercise of Market Power", ksgwww.harvard.edu/people/whogan
- Joskow Paul L., [2005a], "Patterns of Transmission Investments", <http://econ-www.mit.edu>, mars
- Joskow Paul L., [2005b], "Transmission Policy in the United States", Utilities Policy, vol. 13, n°2, juin
- Joskow Paul L., [2003], "Transmission Organization and Governance", www.epri.com, Workshop on electricity Market Design Research, EPRI, janvier
- Joskow Paul, Tirole Jean, [2004], "Merchant Transmission Investment", à paraître dans Journal of Industrial Economics
- Lambert Jeremiah D., [2001], Creating competitive power markets: the PJM model, novembre, PennWell
- Littlechild Stephen, [2003], "Transmission regulation, merchant investment, and the experience of the SNI and Murraylink in the Australian Electricity Market", juin
- Morey Mathew J., Eakin B. Kelly, Kirsch Laurence D., [2005], "RTO and Electricity Reform: the Chasm between Promise and Practice", The Electricity Journal, janvier-février
- NGC, [2004a], "The Statement of the Use of System Charging Methodology", www.nationalgrid.com/uk, novembre
- NGC, [2004b], "The Statement of Use of System Charges", novembre
- NGC, [2004c], "Balancing Principles Statement", octobre
- NGC, [2004d], "Seven Year Statement"
- OFGEM, [2004a], "NGC System Operator incentive scheme from April 2005, Initial Proposals", www.ofgem.gov.uk, 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*”, may 2004
 OFGEM, [2004d], Press releases, “*OFGEM to reconsider Losses Proposal*”, 21 janvier
 OFGEM, [2003], “*NGC system operator incentive scheme from April 2004, Initial consultation document*”, décembre
 OFGEM, [2002a], “*NGC system operator incentive schemes from April 2003, Initial proposals*”, décembre
 OFGEM, [2002b], “*Transmission Access and losses under NETA, revised proposals*”, février
 OFGEM, [2001], “*The transmission price control review of the National Grid Company from 2001, Transmission asset owner, Final proposals*”, septembre
 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 Transactions on Power Systems, Vol. 10, No 1, février
 Pérez-Arriaga I. J., Smeers Y., [2003], “*Guidelines on tariff setting*” in Transport Pricing of Electricity Networks, p 175-203, François Lévêque, Kluwer Academic Publisher, Dordrecht
 PJM, [2004a], “*PJM Manual 06: Financial Transmission Rights, Revision 6*”, www.pjm.com, décembre
 PJM, [2004b], “*PJM Manual 14B: Generation and Transmission Interconnection Planning, Revision: 04*”, décembre
 PJM, [2004c], “*PJM Manual 27: Open Access Transmission Tariff Accounting, Revision: 41*”, novembre
 PJM, [2004d], “*PJM OPEN ACCESS TRANSMISSION TARIFF*”, novembre
 PJM, [2004e], “*PJM Manual 28: Operating Agreement Accounting, Revision: 27*”, octobre
 PJM, [2004f], “*OPERATING AGREEMENT OF PJM INTERCONNECTION, L.L.C.*”, septembre
 PJM, [2004g], “*PJM Manual 14E: Merchant Transmission Specific Requirements, Revision: 01*”, août
 PJM, [2004h], “*PJM FERC Filing in Docket Number RT-01-2-01*”, www.pjm.com, avril
 PJM, [2004i], “*State of the Market 2003*”, www.pjm.com, mars
 PJM, [2005], “*State of the Market 2004*”, mars
 Shanker Roy J., [2003], “*Affidavit of Roy D. Shanker, Docket No. ER03-406-000, PJM Interconnection L.L.C.*”, www.pjm.com, février
 Siddiqui Azfal S., Bartholomew Emily S., Marnay Chris, Oren Shmuel S., [2003], “*On the efficiency of the New York Independent System Operator Market for Transmission Congestion Contracts*”, Berkeley Lab (à paraître dans *Managerial Finance*), mars 2003